Bureau
d'audiences
publiques sur
l'environnement

Rapport 329

Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

Rapport d'enquête et d'audience publique

Octobre 2016

Québec

La mission

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a pour mission d'éclairer la prise de décision gouvernementale dans une perspective de développement durable, lequel englobe les aspects écologique, social et économique. Pour réaliser sa mission, il informe, enquête et consulte la population sur des projets ou des questions relatives à la qualité de l'environnement et fait rapport de ses constatations et de son analyse au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Organisme assujetti à la *Loi sur le développement durable* (RLRQ, c. D-8.1.1), le BAPE prend en compte les seize principes de la Loi dans ses travaux.

Les valeurs et les pouvoirs

Les commissaires sont soumis aux règles du Code de déontologie des membres du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Ils adhèrent aux valeurs de respect, d'impartialité, d'équité et de vigilance énoncées dans la Déclaration de valeurs éthiques du Bureau, lesquelles complètent celles de l'administration publique québécoise. De plus, pour réaliser leur mandat, les commissaires disposent des pouvoirs et de l'immunité des commissaires nommés en vertu de la *Loi sur les commissions d'enquête* (RLRQ, c. C-37).

La documentation relative aux travaux de la commission est disponible au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Édifice Lorner-Gouin
575, rue Jacques-Parizeau, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca
twitter.com/BAPE_Quebec

Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732

Mots clés : BAPE, Bécancour, GNL, Gaz Métro Solutions Énergie, TransCanada Energy Ltd., Hydro-Québec, centrale.

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2016
ISBN 978-2-550-76828-9 (version imprimée)
ISBN 978-2-550-76829-6 (PDF)

Bureau
d'audiences publiques
sur l'environnement
Québec

Québec, le 12 octobre 2016

Monsieur David Heurtel
Ministre du Développement durable, de l'Environnement
et de la Lutte contre les changements climatiques
Édifice Marie-Guyart, 30e étage
675, boulevard René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Monsieur le Ministre,

Je vous transmets le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement relativement au projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour. Le mandat d'enquête et d'audience publique, qui a débuté le 13 juin 2016, était sous la présidence de Louis-Gilles Francœur, avec la participation de la commissaire Cynthia Philippe.

L'analyse et les constatations de la commission d'enquête reposent sur le dossier que vous avez transmis ainsi que sur la documentation et les renseignements que la commission a ajoutés au dossier au cours de son enquête. Elles prennent également en considération les préoccupations, les opinions et les suggestions des participants à l'audience publique.

La commission d'enquête a examiné le projet dans une perspective de développement durable. À cet égard, elle soumet à l'attention des instances concernées divers éléments qui nécessitent des engagements, des actions ou des modifications, avant que le gouvernement ne statue sur le projet.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le président,

Pierre Baril

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Jacques-Parizeau, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732
Télécopieur : 418 643-9474
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca
twitter.com/BAPE_Quebec

Bureau
d'audiences publiques
sur l'environnement
Québec

Québec, le 11 octobre 2016

Monsieur Pierre Baril
Président
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Édifice Lomer-Gouin
575, rue Jacques-Parizeau, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6

Monsieur le Président,

Pour faire suite au mandat que vous m'avez donné, j'ai le plaisir de vous transmettre le rapport d'enquête et d'audience publique de la commission chargée d'examiner le projet de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié à Bécancour.

Au cours de ses travaux, la commission a constaté que la Régie de l'énergie avait annulé le contrat de production thermique d'électricité qu'avaient signé Hydro-Québec Distribution avec TransCanada Energy Ltd., ce qui constituait la raison d'être du projet de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié. L'analyse du projet et de sa raison d'être a permis d'effectuer plusieurs constats et analyses, réalisés à la lumière des principes de la *Loi sur le développement durable*.

En terminant, je tiens à remercier ma collègue, la commissaire Cynthia Philippe, et à souligner le travail des analystes ainsi que celui du personnel de soutien de la commission.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments les meilleurs,

Le président de la commission d'enquête,

Louis-Gilles Francœur

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Jacques-Parizeau, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732
Télécopieur : 418 643-9474
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca
twitter.com/BAPE_Quebec

Sommaire

Le projet

Le projet de stockage et de vaporisation de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. (GMSE), une filiale de Gaz Métro, S.E.C., vise à entreposer le gaz naturel liquéfié (GNL) nécessaire à l'alimentation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE), à Bécancour, pour fournir les 570 MW de puissance recherchés par Hydro-Québec en période de pointes hivernales. Les 20 000 m^3 de GNL seraient suffisants pour alimenter la centrale pour une période de 100 heures par année dans le cadre d'un contrat de 17 ans. La première année, la centrale opérerait en mode thermique simple, plutôt qu'en mode cogénération. Elle opérerait en mode combiné par la suite. Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution) juge que le stockage de GNL est plus économique que l'approvisionnement de la centrale à même le réseau de distribution de Gaz Métro.

Le réservoir de GNL serait du type à intégrité totale, formé de deux citernes étanches séparées par une matière isolante. La cuve externe serait faite de béton, alors que la cuve interne contenant le GNL serait en acier cryogénique. Le site comprendrait un réservoir d'une hauteur de 25 m et d'un diamètre de 44 m, une station de manutention qui accueillerait les camions en provenance de l'usine de liquéfaction, à Montréal-Est, une unité de vaporisation pour retransformer le GNL en gaz naturel, lequel serait acheminé par une canalisation à la centrale de TCE. Le gaz évaporé en cours de stockage serait revendu à Gaz Métro.

Selon le plan initial, le projet devait être mis en service en décembre 2018, mais la révision des plans et du budget l'a reporté à 2019. Il pourrait accuser un nouveau retard si HQ Distribution devait, pour se conformer à la *Loi sur la Régie de l'énergie*, obtenir l'énergie anticipée du projet dans le cadre d'un nouvel appel d'offres. Le coût de construction, désormais évalué à 75 M$, sera payé par Hydro-Québec sous forme d'une réservation de puissance au prix de 55 $ du kilowatt-an ($/kW-an) pour chacun des 570 MW requis par contrat, pour un coût total annuel de 31,35 M$ ou un total de 532,95 M$ (sans l'indexation) durant les 17 ans du contrat. À ce montant, dû à GMSE et à TCE, s'ajoutent notamment les achats de gaz naturel liquéfié par HQ Distribution ainsi que le remboursement des crédits de gaz à effet de serre que TCE pourrait devoir acquitter pour ses émissions.

Les préoccupations des citoyens

Les participants à l'audience, citoyens et groupes de différentes natures, ont abordé un grand nombre de sujets, qui ont notamment porté sur les besoins en puissance d'HQ Distribution, sur l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité ainsi que sur l'ajout des gaz à effet de serre du projet dans le bilan québécois. Les interventions ont aussi porté sur le contexte économique et sur les besoins de la région, sur la sécurité, sur les impacts environnementaux et sur les risques technologiques liés au projet, sur les coûts de cette

option, sur la législation, sur les accords internationaux, sur les politiques gouvernementales et sur les solutions de rechange disponibles.

Les acteurs économiques de la région trifluvienne ont insisté pour que les retombées économiques locales soient les plus élevées possible, soit autour de 37,5 M$ ou 50 % du coût de construction. Pour leur part, les promoteurs ont évalué à une centaine les emplois saisonniers engendrés par les travaux de construction, à 10 les emplois saisonniers et permanents sur le site de stockage ainsi qu'à 4 ou 5 les emplois supplémentaires à la centrale de TCE.

L'emplacement du projet, situé aux abords de l'usine de TCE dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour, ainsi que la sécurité du projet n'ont pas soulevé de grandes inquiétudes. Certains craignent néanmoins que l'appétit pour le gaz naturel ne relance dans la région l'exploitation des gaz de schiste. Enfin, plusieurs ont préconisé des solutions de rechange, notamment une intensification de la gestion de la demande en puissance par HQ Distribution et le recours à l'entente interprovinciale de 2014 intervenue entre l'Ontario et le Québec. Les deux provinces ont prévu de s'échanger sur demande et « à coût nul » une puissance de 500 MW dans leur période de pointe respective, soit en hiver pour le Québec et en été pour l'Ontario.

La commission a examiné les différentes composantes de ce projet pour en venir à la conclusion qu'il devrait respecter les normes d'ingénierie et que ce type de réservoir n'avait été à l'origine d'aucun accident majeur dans le monde. Les modèles prévisionnels indiquent que les incendies ou déflagrations potentielles resteraient confinés au site du projet et ne semblent pas poser de risques directs ou d'effets dominos pour les entreprises voisines. Pour sa part, la municipalité, qui attend le dépôt du plan d'urgence du projet, estime ne pas avoir besoin d'équipements supplémentaires pour combattre un sinistre à cet endroit.

Il en est de même pour le transport du GNL entre Montréal et le parc industriel; jusqu'à présent, ce type de transport n'a jamais donné lieu à un accident sur plus de 4 000 livraisons par Gaz Métro.

Quant aux impacts écologiques, ils seraient mineurs. Le projet serait construit sur un lieu d'entreposage remblayé dont le seul milieu humide s'est développé récemment dans une dénivellation du terrain. Néanmoins, GMSE se dit prête à compenser sa perte. On ne trouve sur le site en question aucune espèce végétale ou faunique à statut particulier. Il y aurait toutefois un fossé présentant un potentiel d'alevinage, d'alimentation et de fraie pour le méné laiton, une espèce à statut particulier.

Le stockage et la regazéification du GNL n'entraîneraient que peu d'impacts sur la qualité de l'air ambiant du parc industriel, où toutes les valeurs seraient encore loin des seuils définis par les normes réglementaires, sauf dans le cas des particules de moins de 2,5 microns. Quant aux émissions de GES, y compris les émissions fugitives de gaz naturel, elles s'élèvent à 3 160 t $CO_{2\,éq}$ pour la phase de construction et à 1 351 t $CO_{2\,éq}$

annuellement pour la phase d'exploitation. Ces émissions seraient intégrées au bilan de Gaz Métro et seraient compensées. Quant aux émissions de la centrale, elles atteindraient 22 800 t $CO_{2\,éq}$ pour 100 heures de fonctionnement, mais elles pourraient tripler si la production d'électricité atteignait 300 heures par année, ce qui pourrait assujettir le projet au Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE). Hydro-Québec acquitterait la facture des droits d'émissions si le seuil réglementaire était dépassé.

L'économique du projet

Le projet s'inscrit dans le contexte de la planification des besoins en électricité de pointe de HQ Distribution, une des quatre divisions d'Hydro-Québec. Cette division doit faire reconnaître ses besoins en puissance par la Régie de l'énergie et répondre aux normes de sécurité nord-américaines. Lorsqu'elle doit obtenir une puissance supérieure aux 37 442 MW de puissance patrimoniale garantis par la loi, HQ Distribution doit procéder par appel d'offres.

Cette exigence a été formulée par la Régie de l'énergie dans une décision en révision, rendue en juillet 2016, laquelle a annulé la demande d'approbation du contrat intervenu entre HQ Distribution et TCE. Ce contrat avait été approuvé par le même organisme à l'automne 2015 et aurait permis à HQ Distribution d'obtenir la puissance désirée en période de pointe hivernale sans passer par un appel d'offres.

Présentement, HQ Distribution accuse des surplus importants en énergie, mais prévoit une demande croissante en puissance, dont un besoin à court terme de 500 MW reconnu par la Régie de l'énergie, en raison notamment des besoins grandissants des secteurs résidentiel et agricole.

Les travaux de la commission ont aussi permis d'examiner plus à fond deux arguments économiques à la base de ce projet. D'abord, le fait de pouvoir acheter le gaz en été pour l'utiliser en période de pointe ne représente qu'un avantage marginal et non déterminant, comme l'a soutenu Hydro-Québec. Ensuite, l'obligation de faire une réservation pour le transport du gaz naturel sur une base annuelle pendant une longue période, si on voulait plutôt alimenter la centrale de TCE à pleine puissance entre 100 et 300 heures par an, ne coûterait pas en réalité plus cher (30 M$ par an) que la réservation de puissance obtenue par HQ Distribution au prix de 55 $/kW-an, soit 31 M$ par an. À prix similaire, la commission estime que l'alimentation de la centrale par un raccordement au réseau avec un contrat d'approvisionnement à long terme annule tous les impacts anticipés du projet de GMSE tout en offrant une souplesse accrue. Pour la commission, retenir le projet de moindre impact est par ailleurs plus compatible avec les principes du développement durable.

La commission a par ailleurs examiné les règles sur l'octroi des contrats avec les organismes publics pour découvrir que GMSE n'avait pas obtenu de l'Autorité des marchés financiers l'autorisation préalable requise par la *Loi sur les contrats des organismes publics* lorsqu'un acteur du secteur privé fait affaire avec un organisme public, ce qui pourrait

provoquer la nullité du contrat conclu avec HQ Distribution. Il en est de même pour l'attestation que doit émettre l'Agence du revenu préalablement à la signature d'un tel contrat. La commission estime par ailleurs que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait s'assurer que des vérifications de conformité aux lois et règlements sont réalisées avant d'envoyer un projet en audience publique, tout comme il exige des déclarations préalables de conformité aux règlements municipaux.

En 2014, l'Ontario et le Québec ont signé une entente dans laquelle il est prévu qu'elles s'échangeront sur demande des blocs de 500 MW en période de pointe parce que leurs besoins ne surviennent pas au même moment. Même confirmée par décret gouvernemental, cette entente est considérée par HQ Distribution comme ne constituant pas une garantie suffisante de livraisons d'électricité, un jugement entériné par la Régie de l'énergie. La commission note cependant que la société d'État a inscrit ces 500 MW dans son bilan au Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC) comme constituant un apport suffisamment fiable pour satisfaire les normes nord-américaines. L'électricité que fournirait l'Ontario serait livrée à Marketing d'énergie HQ, une filiale de HQ Production, de sorte que HQ Distribution devrait normalement acquérir cette électricité par appel d'offres, alors que l'entente prévoit qu'elle est cédée au Québec à coût nul. Pour la commission d'enquête, cette situation devrait être régularisée par le gouvernement pour que les règles actuelles ne jouent pas au détriment des consommateurs.

Les autres options d'approvisionnement

Il existe plusieurs moyens de répondre aux besoins en puissance, soit, principalement, l'acquisition de nouvelles capacités ou la réduction de la demande. En 2012, HQ Distribution a identifié le « potentiel technico-économique » (PTÉ) de puissance parmi ses clients, une puissance qu'elle pourrait récupérer dans les secteurs industriel, commercial et institutionnel (ICI) ainsi que dans le secteur résidentiel. Les volumes de puissance récupérable qu'analyse cette étude indiquent que le potentiel de récupération est important et potentiellement supérieur aux besoins à court et à moyen terme de HQ Distribution.

Le potentiel des compteurs intelligents, que valorise explicitement la Politique énergétique 2030, offre un exemple particulièrement éloquent du potentiel de récupération de la puissance dans le secteur résidentiel de plus de 1 500 MW à des prix d'acquisition de puissance semblables ou inférieurs à celui de son dernier appel d'offres, par le contrôle volontaire, mais aussi à distance, des chauffe-eau, des systèmes centraux ou des plinthes.

HQ Distribution pourrait aussi recourir, pour des cas ponctuels, aux piles à grande puissance, comme la pile Esstalion, qui peut livrer 1,2 MW en période de pointe, un projet conjoint d'Hydro-Québec et de la corporation Sony. Ce système devrait être disponible dès 2017. Une telle solution permettrait à HQ Distribution d'utiliser une partie de ses surplus d'énergie patrimoniale auxquels elle renonce pour l'utiliser en puissance en période de pointe. Un autre scénario de transformation de l'énergie patrimoniale en puissance à la

pointe consisterait à autoriser HQ Distribution, qui exploite déjà des équipements de production, à transformer en puissance avec ses propres turbines une partie de ses excédents inutilisés d'énergie patrimoniale plutôt que de racheter de HQ Production cette même électricité par des appels d'offres coûteux.

La commission en vient à la conclusion que pour faire face aux pointes de consommation, toutes les solutions techniques visant à transformer en puissance les surplus inutilisés d'énergie patrimoniale devraient être évaluées au même titre que les initiatives de réduction de la demande, car elles pourraient, elles aussi, améliorer la sécurité d'approvisionnement. La commission estime que cette évaluation devrait se doubler d'un examen de la structure de gestion de la demande au Québec, car, malgré les amendements apportés à la *Loi sur la Régie de l'énergie* pour mettre les propositions de réduction de la demande sur le même pied que les propositions de production, aucune proposition visant à réduire la demande en période de pointe n'a été déposée dans le cadre du dernier appel d'offres. De plus, dans son bilan, HQ Distribution prévoit même de faire passer la récupération de puissance chez sa clientèle de 1 350 à 1 150 MW entre maintenant et 2022-2023.

La commission estime qu'une évaluation environnementale stratégique portant sur l'ensemble des volets de la gestion des besoins en puissance à la pointe s'impose si le Québec veut mieux encadrer les choix de ses institutions, réduire les coûts pour les consommateurs et associer le public aux mesures qui permettraient d'atteindre des objectifs à la fois réalistes et axés sur une vision de développement durable.

Table des matières

Introduction 1

Chapitre 1 Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et son projet 3

1.1 Les infrastructures et les procédés 3

1.1.1 La station de manutention et la livraison du GNL 3

1.1.2 L'unité de vaporisation 4

1.1.3 La récupération et la revente de gaz d'évaporation 4

1.2 Les coûts, l'échéancier et les retombées 10

1.3 Le contexte d'insertion 10

1.4 L'objectif du projet 11

1.5 Puissance et énergie : deux concepts de base 11

1.5.1 La demande de base et en pointe 12

Chapitre 2 Les préoccupations des participants 13

2.1 Les besoins en puissance 13

2.2 Le gaz naturel et les gaz à effet de serre (GES) 15

2.3 Le contexte économique 16

2.3.1 La création d'emplois 16

2.3.2 Les retombées économiques 17

2.4 Les impacts environnementaux 18

2.5 La sécurité et les risques technologiques 19

2.6 Les coûts 20

2.7 La législation, les accords internationaux et les politiques 20

2.8 D'autres options 21

Chapitre 3 Les risques technologiques 23

3.1 Les caractéristiques du gaz naturel liquéfié 23

3.2 Le transport du gaz naturel liquéfié 23

3.3 Les risques associés aux infrastructures de stockage et de regazéification 25

3.3.1 Les matières dangereuses entreposées 25

3.3.2 Les risques externes 31

3.3.3 Les effets domino 32

3.3.4 La sécurité des infrastructures 32

3.4 Les mesures d'urgence 34

Chapitre 4 Les impacts écologiques 35
4.1 Le biotope 35
4.1.1 Le milieu humide 35
4.1.2 La végétation 35
4.1.3 La faune 36
4.2 La qualité de l'air 38
4.3 Les émissions de gaz à effet de serre (GES) 41
4.4 Les fuites de méthane 43
Chapitre 5 La justification du projet 45
5.1 Les divisions d'Hydro-Québec 45
5.1.1 Hydro-Québec Production (HQ Production) 45
5.1.2 Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution) 46
5.1.3 Hydro-Québec TransÉnergie 46
5.1.4 Hydro-Québec Équipement 46
5.2 Les décisions de la Régie et leurs implications pour le projet 47
5.2.1 La justification du projet de GMSE 48
5.3 Le GNL : un marché ouvert 49
5.4 La réservation par gazoduc 50
5.4.1 Le prix du gaz naturel 52
5.5 Les besoins en électricité 54
5.5.1 Méthodes d'estimation et de projection des besoins 54
5.5.2 Les besoins en énergie 54
5.5.3 Les besoins en puissance 56
5.5.4 Critère de fiabilité et réserve 59
5.5.5 La projection des besoins : une difficile équation 60
5.6 Approvisionnement des besoins de puissance 62
5.6.1 Les appels d'offres 62
5.7 Les coûts du projet 63
5.7.1 L'annuité croissante 64
5.7.2 La comparaison des coûts 65
5.8 Les retombées économiques 68
Chapitre 6 Les conditions préalables à la réalisation du projet 71
6.1 Les obligations en matière de contrats avec des organismes publics 71
6.1.1 La *Loi sur les contrats des organismes publics* 71
6.1.2 Le Règlement sur les contrats d'approvisionnement 74

6.2 La modification du décret de TCE 75
6.3 Les composantes préalables d'un projet 77
Chapitre 7 Les autres options d'approvisionnement à la pointe 79
7.1 La situation actuelle 80
7.1.1 L'entente avec l'Ontario 82
7.2 Le potentiel technico-économique (PTE) 84
7.2.1 La réduction volontaire de la demande 86
7.3 Les autres sources d'approvisionnement 86
7.4 Structurer la réduction de la demande 89
Conclusion 95
Annexe 1 Avis et constats 99
Annexe 2 Les seize principes du développement durable et leur définition 111
Annexe 3 Les renseignements relatifs au mandat 115
Annexe 4 La documentation déposée 123
Bibliographie 139

Liste des figures et des tableaux

Figure 1 La zone d'étude et le site du projet 5
Figure 2 L'aménagement général du site 7
Figure 3 Le schéma simplifié du procédé 9
Figure 4 Le schéma simplifié du réservoir à intégrité totale 9
Figure 5 Les conséquences du scénario normalisé pour le GNL et les zones d'exclusion thermique 27
Figure 6 Les distances des surpressions générées par une explosion dans le bâtiment du compresseur 29
Figure 7 Le prix du gaz naturel à AECO (2005-2015) 52
Figure 8 Le prix du gaz naturel (2010-2016), moyenne du prix « spot » quotidien 53

Tableau 4.1 Sommaire des concentrations maximales calculées dans l'air ambiant à l'extérieur des propriétés des sources d'émissions atmosphériques 40
Tableau 4.2 Sommaire des concentrations maximales calculées dans l'air ambiant à l'extérieur des propriétés des sources d'émissions atmosphériques 40
Tableau 4.3 Estimation des émissions de GES du projet de Gaz Métro Solutions Énergie 42
Tableau 5.1 Bilan en énergie (TWh) 55
Tableau 5.2 Bilan en puissance du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (MW) 57
Tableau 5.3 Besoins en puissance (Demande tarifaire 2016) 57
Tableau 5.4 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (en MW) 58
Tableau 5.5 Résultat de l'appel d'offres de puissance 2014 60
Tableau 5.6 Comparaison des coûts du projet à ceux de l'appel d'offres de 2015 65
Tableau 7.1 Sources anticipées de puissance entre 2015 et 2023 81

Liste des abréviations

$\mu g/m^3$: Microgramme par mètre – 1,0 X 10^{-9} kg/m^3

CO : Monoxyde de carbone

CO_2 : Dioxyde de carbone

ha : Hectare

kPa : Kilo Pascal

kW : Kilowatt

kW/m^2 : Kilowatt par mètre carré.

kWh : Kilowattheure

m^2 : Mètre carré

m^3 : Mètre cube

Mm^3/jour : Millions de mètres cubes par jour

MMSm3 : Million (106) de mètre cubes standards

MW : Mégawatt

NO_x : Formule chimique des oxydes d'azote

$PM_{2,5}$: Matières fines inférieures à 2,5 microns

PM_t : Matières fines totales

Sm^3 : Mètre cubes standards

t $CO_{2\,éq}$: Tonne d'équivalent CO_2

TWh : Térawattheure

W : Watt

Wh : Wattheure

Liste des acronymes

AQLPA : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique

CAPERN : Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles

COP21 : Vingt et unième conférence des parties

EEE : Espèces exotiques envahissantes

EFMVS : Espèce floristique menacée, vulnérable ou susceptible d'être ainsi désignée

FCCQ : Fédération des chambres de commerce du Québec

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GMIT EDA : Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL

GMSE : Gaz Métro Solutions Énergie S.E.C.

GNL : Gaz naturel liquéfié

HEC : École des Hautes études commerciales

HQ Distribution : Hydro-Québec Distribution

HQ Production : Hydro-Québec Production

IESO : Independant Electricity System Operator

LCOP : Loi sur les contrats des organismes publics

LQE : Loi sur la qualité de l'environnement (Q-2)

MDDELCC : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

MTMDET : Ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports

NERC : North American Electric Reliability Corporation

NPCC : Northeast Power Council Inc.

PGEE : Plan global en efficacité énergétique

PIPB : Parc industriel et portuaire de Bécancour

PIU : Plan d'intervention d'urgence

PRP : Potentiel de réchauffement planétaire

PTE : Potentiel technico-économique

RAA : Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (chapitre Q-2, r. 4.1)

ROEE : Regroupement des organismes environnementaux en énergie

RVHQ : Regroupement Vigilance hydrocarbures Québec

SPEDE : Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre

TAG : Turbine à gaz

TCE : TransCanada Energy Ltd.

TCPL : TransCanada Pipeline

Introduction

Le projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour est soumis aux articles 31.1 et suivants de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (RLRQ, c. Q-2). Conformément à la procédure québécoise d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, le promoteur, Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., a transmis, en juin 2015, un avis de projet au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques qui a émis, au cours du même mois, une directive concernant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact sur l'environnement que le promoteur devait préparer. L'étude d'impact a été reçue en octobre 2016 par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, M. David Heurtel. Par la suite, à la demande du ministre, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a rendu disponible l'information relative au projet au cours d'une période d'information et de consultation du dossier par le public tenue du 22 mars au 6 mai 2016. Durant cette période, douze requêtes d'audience publique ont été soumises au ministre.

Le 19 mai 2016, le BAPE s'est vu confier un mandat d'enquête et d'audience publique en vertu de l'article 31.3 de la Loi. Le président du BAPE, M. Pierre Baril, a formé une commission d'enquête dont le mandat a débuté le 13 juin 2016 pour une durée maximale de quatre mois.

Les deux parties de l'audience publique ont eu lieu à Bécancour. Lors de la première partie, la commission d'enquête a tenu trois séances, les 13 et 14 juin 2016, afin que le promoteur et des personnes-ressources de divers ministères et organismes répondent aux interrogations du public et de la commission. En deuxième partie, une séance spéciale portant sur les répercussions pour le projet d'une décision de la Régie de l'énergie rendue le 5 juillet s'est tenue le 13 juillet à Bécancour. Les deux séances suivantes, tenues le 14 juillet 2016, ont permis aux participants d'exprimer leurs opinions sur le projet. À cette occasion, la commission a reçu 29 mémoires et une présentation verbale (annexe 3).

Le cadre d'analyse

La commission d'enquête du BAPE a mené son analyse et a rédigé son rapport à partir des renseignements contenus dans le dossier constitué par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. La commission s'est également basée sur l'information et sur la documentation recueillie au cours de l'audience publique ainsi que sur ses propres recherches.

La commission d'enquête a porté une attention particulière à l'insertion du projet dans le milieu naturel et humain ainsi qu'à sa conformité réglementaire et aux options de remplacement. Les principes énoncés et définis à l'article 6 de la *Loi sur le développement*

durable (RLRQ, c. D-8.1.1), lesquels doivent orienter les actions du gouvernement du Québec, ont été pris en compte dans l'analyse du projet (annexe 2).

Une commission d'enquête a pour mandat d'examiner et d'analyser les répercussions environnementales d'un projet dans le but de formuler des constats et des avis afin d'éclairer les recommandations que le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques fera au Conseil des ministres. Un constat porte sur une observation alors qu'un avis traduit l'opinion de la commission. Une commission n'est pas un tribunal et il ne lui appartient pas d'autoriser le projet.

Chapitre 1 Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et son projet

Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. (GMSE) est une filiale détenue à 100 % par la société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro). Elle a été créée le 26 juin 2015 afin de répondre à des besoins ciblés et à la demande de clients n'ayant pas accès au réseau de distribution de Gaz Métro par la construction et l'exploitation de sites d'entreposage et de regazéification de gaz naturel liquéfié[1] (GNL) (M. David St-Pierre, DT1, p. 25 et 81 ; DQ36.1).

Le projet de GMSE, situé à Bécancour (figure 1), prévoit la construction et l'exploitation d'un réservoir d'entreposage de GNL et d'une unité de regazéification dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB), à proximité de la centrale de TransCanada Energy Ltd. (TCE) (figure 2). Ces infrastructures ont pour objectif d'approvisionner la centrale de TCE pour une durée de fonctionnement de 100 heures en périodes de pointes hivernales, soit entre décembre et mars, sur une période de 17 ans à compter de décembre 2019, à la demande d'Hydro-Québec Distribution (PR3.1, p. 2-2 ; PR3.3, p. 2 et 5 ; DA1, p. 2 ; DA2, p. 6 et 7 ; DQ25.1, p. 6 et 8).

1.1 Les infrastructures et les procédés

Les principaux équipements du projet sont : un réservoir de GNL, une aire de manutention du GNL livré par camions et une unité de vaporisation pour la regazéification du GNL (figure 3) (PR3.1, p. 3-4).

Le réservoir de GNL aurait une capacité de 20 000 m^3, soit l'équivalent de 12 $MMSm^3$ (millions de m^3 à 1 atmosphère et 15 C) de gaz naturel. Il serait construit selon la technologie dite à intégrité totale. Ce type de réservoir est formé de deux cuves étanches séparées par une matière isolante servant à ralentir l'évaporation du GNL. La cuve extérieure serait fabriquée de béton armé et la cuve intérieure, qui contiendrait le GNL, d'acier cryogénique (figure 4). En cas de fuite de la cuve interne, ce type de réservoir permet de contenir autant le GNL que le gaz d'évaporation. Le réservoir aurait une hauteur de 25 m et un diamètre de 44 m (PR3.1, p. 3-4 à 3-6 ; M. David St-Pierre, DT1, p. 27 et 30).

1.1.1 La station de manutention et la livraison du GNL

La station de manutention où le GNL serait livré et déchargé pourrait être en activité 24 h sur 24. Elle serait dotée de deux pompes de déchargement, mais ne desservirait qu'un camion à la fois. Elle serait aussi protégée des intempéries par un toit et comporterait une

1. Le gaz naturel liquéfié est 600 fois plus dense que le gaz naturel et a une température de -162 C.

aire imperméable ainsi qu'une tranchée drainée vers une fosse déportée comme mesures de sécurité en cas de déversement de GNL (PR3.1, p. 3-9 ; M. David St-Pierre, DT1, p. 27).

La station serait équipée pour que les équipements de chargement des camions puissent être branchés en cas d'urgence, s'il fallait vider le réservoir. Les camionneurs seraient responsables des opérations de déchargement (PR3.1, p. 3-9 et 3-15).

La livraison du GNL s'effectuerait par camions en provenance de l'usine de liquéfaction de Gaz Métro, située à Montréal-Est. En moyenne, 55 camions d'une capacité maximale de 57 m^3 par mois, soit environ 2 par jour, seraient nécessaires afin de remplir le réservoir de la fin mars au 1er décembre (PR3.1, p. 3-14). Des remplissages partiels jusqu'à 2 $MMSm^3$, soit environ 3 300 m^3 de GNL, seraient possibles après le 1er décembre, à la demande d'Hydro-Québec. Un approvisionnement supplémentaire, selon la capacité de l'usine de liquéfaction, serait également possible (PR3.1, p. 2-2). Hydro-Québec pourrait également s'approvisionner auprès d'autres fournisseurs de GNL (DQ25.1, p. 12).

1.1.2 L'unité de vaporisation

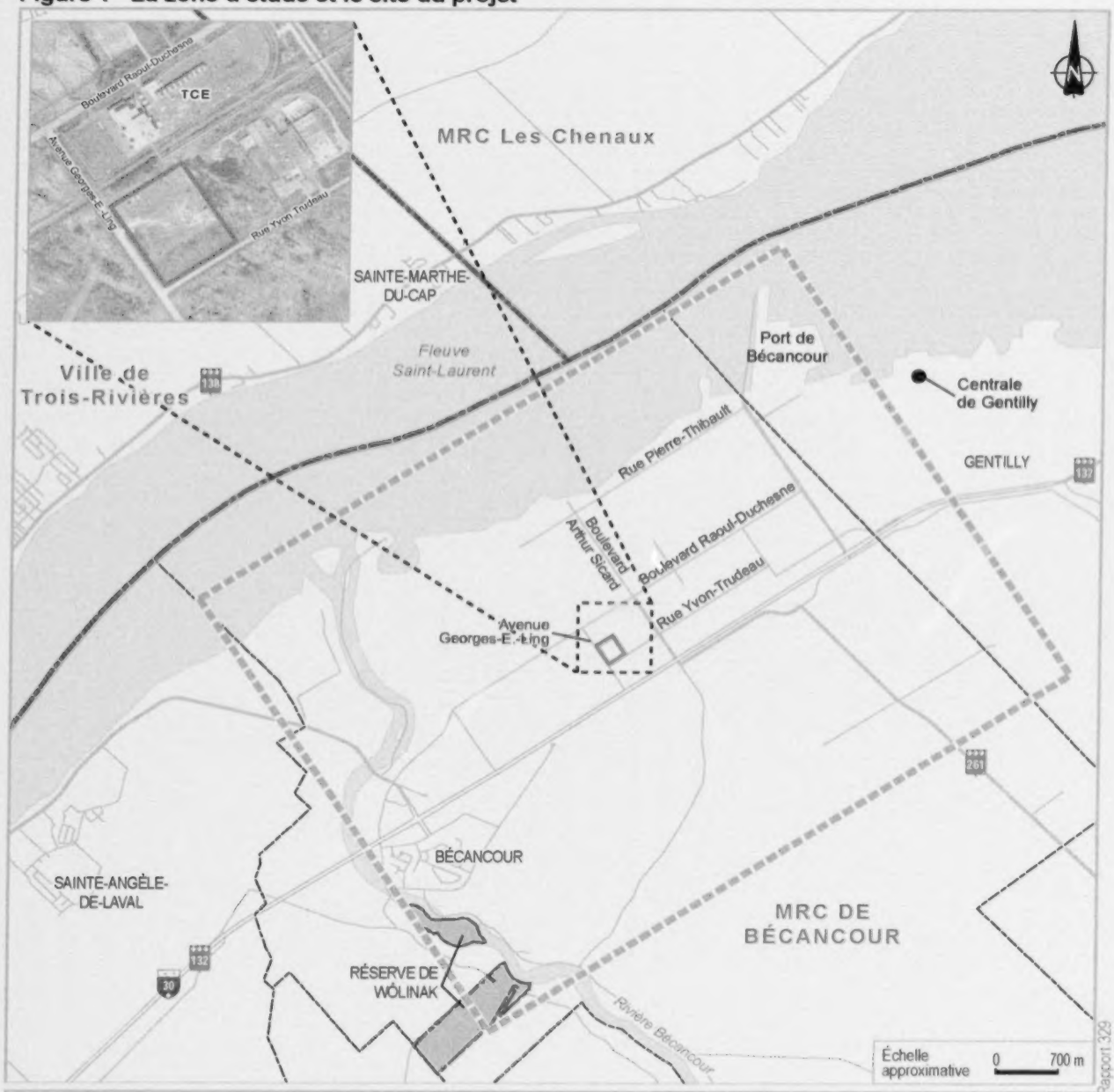
GMSE envisage deux technologies de vaporisation du GNL pour assurer l'alimentation en gaz naturel de la centrale de TCE, soit des vaporisateurs à combustion avec bain d'eau chauffée à chauffage direct/indirect ou à combustion submergée. Le vaporisateur comportera deux brûleurs, l'un en fonction et le second en attente, chacun d'une capacité de 130 000 Sm^3/h de gaz naturel. Ils seraient alimentés à même le gaz d'évaporation et la combustion devrait en utiliser un maximum de 2 % (PR3.3, p. 11).

La conception des équipements du site d'entreposage et de vaporisation devrait permettre, après la regazéification, à GMSE de fournir en gaz naturel la centrale de TCE avec un préavis de 12 heures (PR3.1, p. 3-4).

1.1.3 La récupération et la revente de gaz d'évaporation

Le GNL s'évapore de façon constante lors de son entreposage, dans les conduites connexes du réservoir ainsi que durant sa manutention. Tous les gaz d'évaporation, soit approximativement 1,2 $MMSm^3$ par an, seraient récupérés et compressés afin d'être introduits dans le gazoduc du PIPB. Gaz Métro achèterait ce gaz auprès d'Hydro-Québec (PR3.1, p. 3-9 ; DQ25.3).

Figure 1 La zone d'étude et le site du projet



Légende

Composantes du projet

- Site du projet
- Zone d'étude

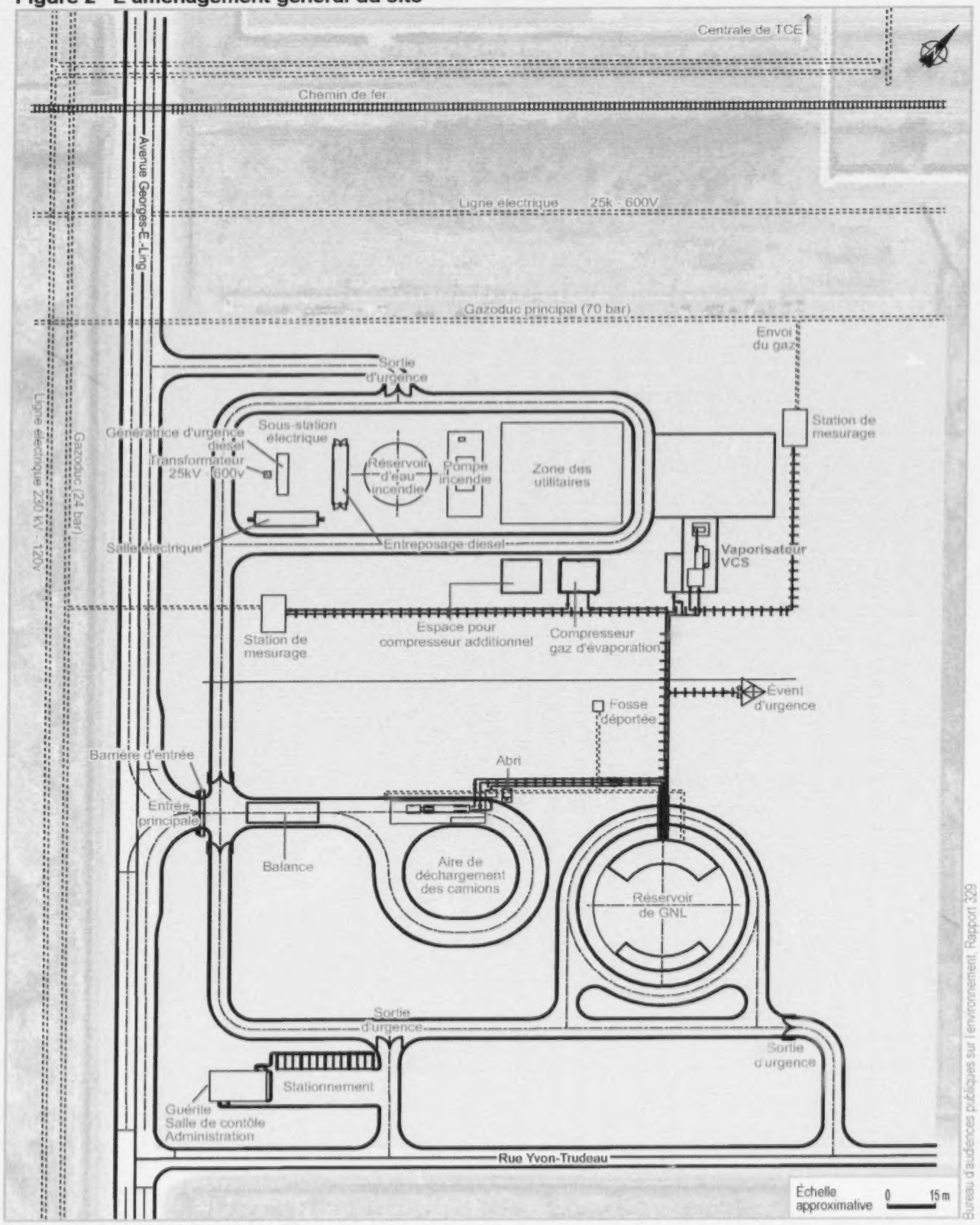
Infrastructures et limites

- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Secteurs de la ville de Bécancour
- Limite municipale

Source : adaptée de PR3.1, carte 4.1, p. 69.

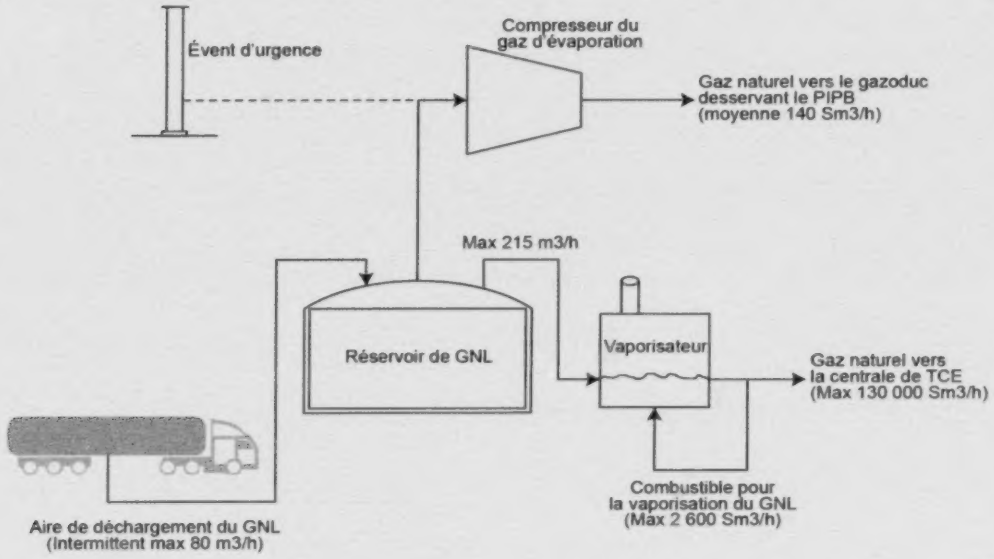
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement Rapport 329

Figure 2 L'aménagement général du site



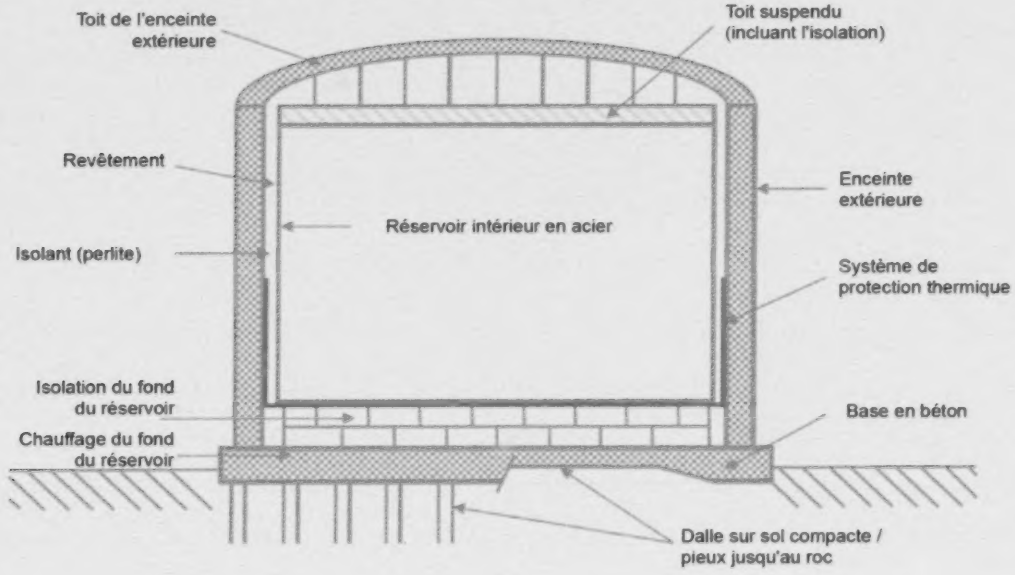
Source : adaptée de PR3.1, figure 3.2, p. 3-2.

Figure 3 Le schéma simplifié du procédé



Source : adaptée de PR3.1, figure 3.3, p. 3-5.

Figure 4 Le schéma simplifié du réservoir à intégrité totale



Source : adaptée de PR3.1, figure 3.4, p. 3-6.

1.2 Les coûts, l'échéancier et les retombées

Le coût de construction du complexe de stockage et de regazéification est de 75 M$. Sa mise en service est prévue pour décembre 2019, soit un an après la date prévue à l'entente d'origine. GMSE évalue les besoins de main-d'œuvre à environ 100 travailleurs lors de la construction et prévoit la création de 10 emplois, dont certains saisonniers, lors de la phase d'exploitation. GMSE estime à 36 mois la période de planification et de construction du projet (DA1 ; PR3.1, p. 3-15 et 7-29 ; M. David St-Pierre, DT1, p. 28 et 32).

Les retombées économiques locales se situeraient entre 30 et 50 % du coût du projet, en plus des revenus de taxation municipale (M. David St-Pierre, DT1, p. 32).

1.3 Le contexte d'insertion

Le projet est situé dans la région administrative du Centre-du-Québec, dans la MRC et la ville de Bécancour (12 400 personnes), secteur Bécancour. Les installations seraient construites dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB), à environ 3,3 km du centre villageois et 1,3 km des résidences les plus proches (PR3.1, p. 4-53, 4-54 et 4-66 ; PR3.3, p. 24) (figure 1).

Le PIPB couvre une superficie d'environ 7 000 ha et accueille 17 entreprises industrielles et 20 entreprises de services (PR3.1, p. 4-53 et 4-56).

> Il est délimité à l'ouest par la rivière Bécancour, et à l'est et au sud par les rivières Gentilly et Gentilly-Ouest. Le fleuve Saint-Laurent constitue sa limite nord. Le parc est géré depuis 1968 par la Société du même nom, laquelle a été constituée en vertu de la *Loi sur la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour* (RLRQ, c. S-16.001).
> (BAPE, 2015, rapport nº 315, p. 3 et 4).

Le terrain retenu pour l'implantation des infrastructures du projet a été sélectionné en raison de sa proximité de la centrale de TCE et du réseau de Gaz Métro (PR3.1, p. 2-3). Il se situe dans une zone d'affectation industrielle lourde. Il a été perturbé par le passé et utilisé comme aire de chantier et d'entreposage lors de la construction de la centrale de TCE. Actuellement, il est utilisé à des fins d'entreposage et de stationnement (PR3.1, p. 2-3, 2-4, 3-1 et carte 4.5). Ce terrain de 6,24 ha du PIPB est bordé au nord-ouest par un chemin de fer et par la centrale de TCE, au sud-ouest par le boulevard Georges-E.-Ling et au sud-est par la rue Yvon-Trudeau (PR3.1, p. 4-1 et carte 4.4 ; PR3.2, p. 2). Il est situé à 1,7 km du fleuve Saint-Laurent, à l'extérieur de sa plaine inondable (PR3.1, p. 4-12).

Une réserve autochtone, la réserve Abénakis de Wôlinak (341 personnes), est située à 7 km au sud-ouest du PIPB (PR3.1, p. 4-53 et 4-55). L'inventaire archéologique basé sur 79 sondages n'a recensé aucun artéfact ancien ou moderne, ni vestige sur le terrain retenu (DA1, p. 2).

1.4 L'objectif du projet

Le projet de GMSE répond à un besoin exprimé par Hydro-Québec Distribution, qui compte réutiliser la centrale de TCE afin de répondre à ses besoins de puissance en période de pointes hivernales. L'entente entre TCE et Hydro-Québec prévoit que cette dernière doit fournir le gaz naturel nécessaire au fonctionnement de la centrale. Selon Hydro-Québec, l'utilisation du GNL serait plus économique, car elle lui éviterait de payer pour des réservations de transport ferme de gaz naturel sur le réseau et limiterait l'effet de la volatilité du prix de la molécule de gaz. Hydro-Québec estime également que la puissance issue de la centrale de TCE serait fournie à meilleur coût que celle des marchés de court terme (PR3.3, p. 2).

Cependant, même si, en octobre 2015, la Régie de l'énergie a autorisé Hydro-Québec à utiliser la centrale de TCE pour satisfaire ses besoins de puissance en période de pointes, une révision de cette décision survenue en juillet 2016 a entraîné l'annulation du contrat entre les deux sociétés et l'obligation, pour Hydro-Québec, de se procurer les 500 MW recherchés par appel d'offres. Dans son récent mémoire soumis à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN), Hydro-Québec demande aux législateurs de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* pour être exemptée de cette règle lorsque des solutions moins coûteuses seraient disponibles, et ce, dans l'intérêt des consommateurs (DB38, p. 5 et 6). De plus, le décret original octroyé à TCE, basé sur un fonctionnement en mode cogénération, ne permet pas l'utilisation de la centrale en mode cycle combiné tel qu'Hydro-Québec le prévoyait. Ce décret est en attente de modification (DQ3.1, p. 1).

1.5 Puissance et énergie : deux concepts de base

D'entrée de jeu, il est important de distinguer deux concepts qui permettront de mieux saisir le contexte d'insertion du projet actuel, ainsi que la présentation de celui-ci dans ce rapport. L'*énergie* et la *puissance* constituent en effet les deux facettes de la demande en électricité.

L'*énergie* équivaut au travail accompli ou pouvant être accompli dans un temps donné. Pour la calculer, on multiplie la puissance par le temps, pour obtenir des wattheures (Wh)[2]. La *puissance* électrique, quant à elle, s'exprime en watts (W). Elle correspond à la capacité de répondre instantanément à une demande, donc l'effort que les centrales déploient pour répondre à la consommation des utilisateurs (Hydro-Québec, 2016a : en ligne).

Une comparaison toute simple permet de mieux saisir la différence entre la puissance et l'énergie dans le domaine de l'électricité. On peut, d'une façon très imagée, comparer l'énergie potentielle stockée dans les réservoirs hydroélectriques à celle du réservoir d'une voiture. Cette réserve peut être facilement déterminée soit en litres pour la voiture, soit en

2. On utilise fréquemment des multiples des wattheures : mille wattheures = kilowattheures, un térawattheure = milliard de kilowattheures. Les compteurs résidentiels d'Hydro-Québec.

térawatts pour l'électricité. Selon la puissance du moteur et l'intensité de son utilisation, un réservoir d'essence se videra plus ou moins vite. Il en est de même des réserves d'eau : plus la puissance installée d'un réseau, exprimée en mégawatts, est élevée – afin, notamment, de satisfaire principalement les pics de la demande à certains moments – plus les réserves s'épuiseront rapidement, d'où le lien entre les deux concepts d'énergie (la réserve) et de la puissance (la capacité de production exprimée en mégawatts).

1.5.1 La demande de base et en pointe

Dans le domaine de l'énergie, la *demande de puissance de base* et la *demande en puissance de pointe* constituent deux réalités différentes, mais qui sont étroitement liées.

La *demande de base* correspond à la demande de puissance sur l'ensemble du réseau, qui est omniprésente et qu'on exprime sur une base annuelle. La *demande de pointe* correspond plutôt à la puissance maximale qu'on exige d'un réseau de production électrique pendant une période donnée. Au Québec, la pointe la plus élevée de la demande se situe en hiver pendant les grands froids, soit généralement entre le début de décembre et la fin de février (Hydro-Québec, 2016b : en ligne). Cette corrélation s'explique principalement par l'importance du chauffage électrique, qu'on utilise au Québec dans plus de 70 % des foyers et dans plus de 95 % des nouveaux bâtiments (M. Hani Zayat, DT2, p. 10 et 11).

Au cours d'une année, il existe donc une demande en puissance d'une relative constance (besoin de base) et une autre demande, de courte durée et plus imprévisible (besoin de pointe). C'est à ce moment que la demande d'électricité culmine et où le réseau est le plus sollicité. La pointe journalière correspond au moment dans la journée où la demande est la plus forte, soit entre 6 h et 9 h le matin, et entre 16 h et 20 h le soir, en semaine. La pointe annuelle correspond au moment de l'année où le réseau est le plus sollicité, notamment en raison des baisses de température et des vents violents, qui augmentent à la hausse les besoins de chauffage. Si la pointe de consommation est trop forte, il faut produire davantage, réduire la demande, acheter de la puissance supplémentaire sur les marchés ou recourir à une combinaison de ces possibilités.

Chapitre 2 Les préoccupations des participants

Ce chapitre présente une synthèse des préoccupations des participants à l'audience publique sur le projet d'entreposage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour. Elles ont notamment porté sur les besoins en puissance, sur le gaz naturel ainsi que sur les gaz à effet de serre, sur le contexte économique, sur les impacts environnementaux, sur la sécurité et les risques technologiques, sur les coûts du projet, sur la législation, sur les accords internationaux, sur les politiques et sur les autres solutions possibles aux besoins en puissance.

2.1 Les besoins en puissance

D'après le besoin exprimé par Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution), soit de réutiliser la centrale de TransCanada Energy Ltd. (TCE) pour la production de 500 MW de puissance de 100 à 300 heures par hiver, plusieurs organisations estiment que le projet de Gaz Métro Solutions Énergie (GMSE) permettrait à HQ Distribution de profiter d'un accès fiable à cette puissance (Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 3 ; Chambre de commerce et d'industrie du Cœur-du-Québec, DM23, p. 7 ; Comité des entreprises et organismes du Parc industriel et portuaire de Bécancour, DM27, p. 5).

La Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ) rappelle qu'en 2010 et en 2014, la Régie de l'énergie a demandé à HQ Distribution de trouver une solution à l'utilisation de la centrale de TCE, dont l'inactivité coûte cher. La FCCQ soutient, en appui au projet, qu'au Québec, il y aura une augmentation des besoins en puissance lors de pointes hivernales de l'ordre de 2 400 MW sur 8 ans (DM16, p. 6 et 7).

Deux participants émettent cependant des doutes sur le processus d'analyse. Ils relatent :

> Toutefois, la mécanique qui mène à ce projet est floue et peu convaincante. À la lecture des transcriptions des séances d'information, on peut se demander si les représentants d'Hydro avaient de la difficulté à vulgariser leurs grandes connaissances ou est-ce que les stratégies d'Hydro seraient nébuleuses et difficiles à justifier ?
> (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 2)

Ils se disent déçus de l'efficacité anticipée des équipements de la centrale de TCE : « l'efficacité d'environ 60 % de TCE en système cogénération diminuerait à 34 % ou au mieux à 48 % d'efficacité par l'utilisation des turbines à gaz. N'est-ce pas un rendement techniquement décevant ? » (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 3).

De son côté, le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) a demandé et obtenu une révision juridique de la décision de la Régie de l'énergie, qui

autorisait l'entente de 2015 entre HQ Distribution et TCE pour la reprise des activités de la centrale entre 100 et 300 heures par année en période de pointe hivernale.

Selon le ROEE :

> Le recours à la centrale de Bécancour en périodes de pointe est injustifié puisque le bilan en puissance d'Hydro-Québec omet de prendre en considération l'entente d'échange de 500 MW de puissance avec l'Ontario ; selon l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, tout nouvel approvisionnement nécessite le lancement d'un appel d'offres ; des solutions alternatives à l'utilisation de la centrale en périodes de pointes, telles que le stockage d'électricité à grande échelle, devraient être préférées à la production d'électricité de source thermique.
> (DM10, p. 5)

Pourtant, note le ROEE, Hydro-Québec a présenté ces 500 MW comme étant un moyen de satisfaire les exigences du NPCC[3], dans son rapport intitulé *NPCC 2015 Québec Balancing Authority Area Interim Review of Resource Adequacy*, daté du 1er décembre 2015 (M. Jean-Pierre Finet, DT6, p. 31 et 32 ; ROEE, DM10, p. 9). D'ailleurs, un intervenant déplore qu'à l'occasion des audiences publiques pour le projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour, cette entente entre le Québec et l'Ontario pour des échanges saisonniers d'électricité n'ait pas été mentionnée (M. Jean-Pierre Leduc, DT6, p. 73 et 74). Le Regroupement vigilance hydrocarbures Québec (RVHQ) a aussi été étonné de constater que cette information n'ait pas été présentée en audience (M. Jacques Tétreault, DT5, p. 46).

Le ROEE souligne que la contribution de la centrale TransCanada Energy Ltd. en puissance correspond à « 1,5 % des besoins en puissance de la société d'État au cours des prochaines années » (DM10, p. 7). Il mentionne qu'il y a eu un réajustement à la baisse des besoins en puissance, lequel devrait influencer la durée du contrat et la durée de vie des installations (*ibid.*). Il affirme qu'HQ Distribution pourrait plutôt miser sur le potentiel technico-économique de réduction de la demande en électricité, qui avoisine les 1 360 MW, pour environ la moitié du coût du projet de GMSE (M. Jean-Pierre Finet, DT6, p. 33).

Un intervenant remet plutôt en question l'augmentation anticipée de la température de 0,3 C sur 10 ans sur laquelle se base Hydro-Québec pour évaluer ses besoins (M. Marc Brullemans, DM18, p. 3 ; *id.*, DT5, p. 71 et 76). Ce même intervenant cite les résultats d'études du consortium Ouranos, qui prévoient plutôt une augmentation moyenne de la température décennale, allant de 0,45 C à 0,9°C pour les mois d'hiver (*id.*, DM18, p. 3).

Par ailleurs, le Comité des entreprises et organismes du Parc industriel et portuaire de Bécancour prétend que l'abandon du projet soumis par l'entreprise GMSE pourrait susciter une certaine instabilité sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec en période de forte demande d'électricité et qu'un tel choix pourrait se révéler dommageable pour toute sa clientèle (DM27, p. 3).

3. NPCC : Northeast Power Coordinating Council Inc. : https://www.npcc.org/default.aspx

2.2 Le gaz naturel et les gaz à effet de serre (GES)

Plusieurs participants se sont dits préoccupés par la proportion de gaz de schiste en provenance de l'extérieur dans le réseau de gaz naturel au Québec, et en particulier par la difficulté d'obtenir de l'information à ce sujet (M. Louis Casavant, DM2, p. 1 ; M. Gérard Montpetit, DM14, p. 8 ; RVHQ, DM15, p. 8 ; M^{me} Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 1 ; M. Gérard Montpetit, DT5, p. 37 ; M^{me} Nicole Racine, DT6, p. 13). Un intervenant a également présenté son évaluation chiffrée de la proportion de gaz fracturé qui pourrait se retrouver dans le gaz naturel canadien (M. Marc Brullemans, DM18.1, p. 8 ; *id.*, DT5, p. 73).

Le ROEE signale qu'il y a suffisamment de capacité de transport de gaz naturel disponible dans les gazoducs entre Empress et GMIT EDA ou Dawn et GMIT EDA. Il fait remarquer que la capacité disponible pour les deux gazoducs s'élève à près de 2 000 x 10^3 m^3/jour entre le 1er novembre 2016 et le 31 mars 2017 (DM10, p. 19 et 20). Le RVHQ rappelle que Gaz Métro soutenait de son côté qu'il fallait réserver une capacité de transport pour un minimum d'un an (DM15, p. 6).

La FCCQ prétend pour sa part qu'il y aurait au Québec, un manque de capacité de transport de gaz naturel. Elle mentionne que les disponibilités vers l'est du Canada sont infimes et que les réservations de transport doivent se faire sur une base annuelle (DM16, p. 7).

Le Comité citoyens sur les gaz de schiste de Victoriaville et le Regroupement région centre du RVHQ s'inquiètent, pour leur part, de l'utilisation accrue du gaz naturel liquéfié et de l'agenda d'utilisation de la centrale de TCE. Ils basent leurs craintes sur l'annonce par le promoteur de la création d'un comité d'exploitation et d'un plan de gestion annuel de la production de la centrale (DM8, p. 3 ; DM9, p. 4).

Par ailleurs, des intervenants considèrent que le projet aurait peu d'impact sur le plan des émissions de gaz à effet de serre. Un participant insiste sur la nécessité de recourir à une analyse de cycle de vie dans le projet pour avoir une vision globale de l'importance de ses émissions. Il ajoute que les GES produits à l'extérieur du pays pour alimenter un tel projet doivent être comptabilisés (Association des manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 8 ; CCQ, DM16, p. 11 ; M. David Laureti, DT5, p. 55 ; M^{me} Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6 p. 1 et 2). Un autre intervenant déplore que l'étude d'impact fasse mention uniquement des GES provenant de la gazéification du gaz naturel, de son transport et de sa regazéification sans aborder ceux de la centrale TCE (M. Marc Brullemans, DM18.2, p. 5 ; *id.*, DT5, p. 74 et 75). Le Comité de citoyens de Durham-Sud s'inspire de M. Denis L'Homme, ancien sous-ministre associé à l'énergie au ministère des Ressources naturelles de 1992 à 1995, qui insiste sur :

> [...] la nécessité de prendre en considération les interrelations des divers éléments sociaux, économiques et industriels qui sont touchés par les projets de développement énergétiques. [...] Voyons d'abord si ces projets répondent à nos engagements à propos des émissions de gaz à effet de serre.
> (DM20, p. 3)

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies énergétiques considèrent de leur côté que la fin du contrat HQ Distribution–TCE, prévue en 2026, pourrait permettre à TCE de récupérer son droit de production et de vente d'électricité à n'importe quel client, et ce, en continu. Elles craignent que la réactivation éventuelle de la centrale en mode de base n'augmente les émissions de GES et d'autres polluants. Elles affirment que le contrat HQ Distribution–TCE limite jusqu'en 2036 les activités de TCE aux seules pointes hivernales, ce qui restreint ses émissions de GES (DM22, p. 6).

2.3 Le contexte économique

Le Groupé Mauricie–Rive-Sud et les Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec affirment, dans leur mémoire respectif, que la Mauricie n'affiche pas une bonne performance économique par rapport aux autres régions québécoises. Ils ajoutent que des secteurs traditionnellement spécialisés sont en déclin et précisent que le secteur manufacturier est en régression depuis les années 2000 (DM1, p. 2 ; DM5, p. 5). D'autres participants affirment que la région a subi un grand nombre de fermetures d'entreprises et qu'une diversification de l'économie pourrait contribuer à son développement futur (*id.*, DM1, p. 2 ; FCCQ, DM16, p. 8).

Le Groupé Mauricie–Rive-Sud et la Chambre de commerce et d'industrie du Cœur-du-Québec souhaitent que les entreprises locales et le développement de l'économie locale soient favorisés par ce projet (DM1, p. 4 ; DM23, p. 5). Pour ce faire, le Groupé Mauricie–Rive-Sud « privilégie la diffusion de renseignements sur les besoins du projet et la création d'une base de données sur les entreprises locales » (DM1, p. 4).

2.3.1 La création d'emplois

Les Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec mentionnent qu'un rapport de Deloitte sur le secteur manufacturier confirme l'importance de ce secteur dans l'activité économique du Québec : avec « 25 % des emplois directs et indirects, des salaires 35 % supérieurs à la moyenne, le secteur manufacturier est créateur de richesse pour toute la société québécoise » (DM5, p. 6).

Plusieurs organismes et institutions accueillent favorablement la création d'emplois prévue pour la période de construction, soit environ une centaine de travailleurs, en plus des dix emplois saisonniers et permanents sur le site de stockage et de regazéification de GNL ainsi que les quatre à six emplois supplémentaires à la centrale de TCE (Groupé Mauricie–Rive-Sud, DM1, p. 5 ; Innovation et développement économique Trois-Rivières, DM4, p. 7 ; Municipalité régionale de comté de Bécancour, la Ville de Bécancour, le Centre local de développement et le Grand Conseil de la Nation Waban-Aki Inc., DM12, p. 7 ; M. David Laureti, DT5, p. 54).

Une intervenante cite le rapport du BAPE sur le projet de centrale de cogénération de Bécancour par TransCanada Energy Ltd. qui mentionne le constat suivant : « peu d'emplois

permanents seraient créés par l'exploitation de la centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. et que la filière efficacité énergétique pourrait être plus avantageuse à cet égard » (M[me] Françoise Brunelle, DM24, p. 3). Quatre intervenants doutent également de la qualité des emplois qui seraient créés par ce projet (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 4 ; M[me] Pascale Lemire et M. Paul-Émile Tourigny, DM28, p. 4). Deux d'entre eux soulignent, en ce qui a trait aux emplois, que « dans la construction, le plus souvent on déplace des emplois ou on rappelle des travailleurs temporairement inoccupés, l'utilisation du mot "création" est un peu un leurre » (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 4).

L'Association unie des compagnons et apprentis de l'industrie de la plomberie et de la tuyauterie des États-Unis et du Canada signale que ses membres souhaitent que leur famille et l'ensemble de la région puissent bénéficier de la construction de ce projet créateur d'emplois et enrichissant pour la collectivité. À ce sujet, l'association précise que « pour 1 milliard de dollars dépensés en construction, ce sont 50 millions de $ en retombées fiscales directes venant des travailleurs qui vont dans les coffres de l'État. La construction est une industrie cyclique, mais qui représente 12 % du PIB et qui dépend directement de notre capacité à développer des projets de ce type » (DM13, p. 14).

2.3.2 Les retombées économiques

Plusieurs intervenants soulignent l'importance des retombées économiques qui découleront du projet de Gaz Métro Solutions Énergie. En ce qui a trait aux retombées directes pour la région du Centre-du-Québec et de la Mauricie, ils estiment qu'elles peuvent s'élever jusqu'à 37,5 M$, soit 50 % du coût du projet (Innovation et développement économique Trois-Rivières, DM4, p. 6 ; Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 5 ; Municipalité régionale de comté de Bécancour, Ville de Bécancour, Centre local de développement et Grand Conseil de la Nation Waban-Aki Inc., DM12, p. 7 ; Fédération des chambres de commerce du Québec, DM16, p. 8 ; M. Alexandre Olive, DT5, p. 5 ; M. Mario Lyonnais, DT5, p. 23 et 24 ; M. Stéphane Forget, DT5, p. 55).

La FCCQ aurait :

> [...] aimé avoir accès aux retombées économiques détaillées au niveau local, régional et du Québec. Les retombées fiscales des gouvernements du Québec et d'Ottawa sont aussi des données intéressantes à obtenir et mettent en perspective que les gouvernements profitent aussi de retombées dans le cadre de projets entièrement privés. (DM16, p. 8)

D'autres intervenants ont souligné le manque de détails et de clarté, qui empêche de vérifier la valeur de ses avantages économiques (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 3 ; M. François Veilleux, DM7, p. 1 ; RVHQ, DM15, p. 5 ; Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM29, p. 12 ; M. Jacques Tétreault, DT5, p. 42).

Le Groupé Mauricie–Rive-Sud mentionne qu'il y aura aussi des retombées sous forme de taxation municipale et que l'utilisation de la centrale valorise un actif existant (DM1, p. 5 et 6). Innovation et développement économique Trois-Rivières fait également remarquer que « la Régie de l'énergie a déterminé que la réalisation de ce projet présentait l'avantage de réutiliser l'usine de TCE existante, d'éviter de chercher une autre source d'approvisionnement ou encore d'effectuer une nouvelle construction » (DM4, p. 5).

Deux intervenants s'interrogent sur l'ampleur des retombées économiques prévues. Ils s'étonnent du fait qu'un projet de 75 M$ n'ajoute que de 4 à 5 M$ en valeur au rôle d'évaluation foncière et qu'il y ait déjà discussion quant à cette valeur entre le promoteur et la Ville de Bécancour (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 4).

La Municipalité régionale de comté de Bécancour, la Ville de Bécancour, le Centre local de développement et le Grand Conseil de la Nation Waban-Aki Inc. émettent une réserve à l'endroit du projet. Ils souhaiteraient que GMSE s'approvisionne plutôt auprès de Stolt LNGaz Inc. une fois qu'il sera en activité. Cette entente d'affaires permettrait, selon eux, « de réduire les risques liés aux transports de la matière première ; de réduire les coûts reliés aux transports ; de diminuer les impacts environnementaux et de consolider des emplois dans la région » (DM12, p. 10).

La FCCQ soulève un autre aspect. Selon elle, le projet permettrait de répliquer le modèle de stockage de GNL et d'unité de regazéification à d'autres industries. Elle suggère que cette nouvelle expertise pourrait favoriser les entreprises de la région lors d'appels d'offres (DM16, p. 8).

2.4 Les impacts environnementaux

Trois organisations et un intervenant estiment que GMSE a sélectionné un terrain conforme à l'exploitation de ce type d'usine, où, dans un rayon de 1,3 km, on ne retrouve que des installations industrielles et des PME (Innovation et développement économique Trois-Rivières, DM4, p. 6 ; Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 8 ; Municipalité régionale de comté de Bécancour, Ville de Bécancour, Centre local de développement et Grand Conseil de la Nation Waban-Aki Inc., DM12, p. 6 ; David Laureti, DT5, p. 55). Quatre intervenants soulignent que les risques environnementaux sont faibles, mais qu'il y aura élimination d'un milieu humide dont l'impact est qualifié de « moyen ». Ils signalent que, pendant la période d'exploitation, les impacts seront toutefois faibles (Innovation et développement économique Trois-Rivières, DM4, p. 8 ; Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 8 ; Municipalité régionale de comté de Bécancour, Ville de Bécancour, Centre local de développement et Grand Conseil de la Nation Waban-Aki Inc, DM12, p. 8 ; FCCQ, DM16, p. 11). Trois organisations notent que les émissions atmosphériques seront limitées, que le projet aura peu d'impact sur les changements climatiques, qu'aucune espèce menacée et vulnérable ou susceptible de l'être ne se trouve sur le site sélectionné par GMSE (Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 8 ; FCCQ, DM16, p. 11 ; M[me] Suzie O'Bomsawin, DT5, p. 25).

Deux organisations indiquent que l'étude d'impact prévoit que GMSE mettra en place un système de surveillance et de suivi pour protéger l'environnement (Municipalité régionale de comté de Bécancour, Ville de Bécancour, Centre local de développement et Grand Conseil de la Nation Waban-Aki Inc, DM12, p. 9 ; FCCQ, DM16, p. 9).

Le Comité des entreprises et organismes du Parc industriel et portuaire de Bécancour considère que l'utilisation du gaz naturel liquéfié pour produire de l'électricité a peu d'impact puisque « Ce procédé est couramment utilisé à l'échelle de notre planète et la technologie disponible ici à Bécancour est de nature récente, donc capable de rencontrer l'objectif de minimiser l'impact du fonctionnement de la centrale TCE sur la qualité de l'air » (DM27, p. 4).

2.5 La sécurité et les risques technologiques

Plusieurs participants ont fait état de leurs inquiétudes sur les risques liés à la technologie sélectionnée par GMSE. Celles-ci vont de la résistance du réservoir à des attaques terroristes ou à l'écrasement d'un avion, à l'effet domino potentiel de la concentration de produits dangereux au PIPB, à la formation de nuages toxiques, à l'explosion de gaz naturel et aux tremblements de terre (M. Éric Trottier, DM3, p. 3 ; Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutain, DM11, p. 8 et 9 ; M. Guy Rochefort, DT5, p. 19 ; Regroupement vigilance hydrocarbures Québec, DM15, p. 4).

De son côté, le Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutain n'est pas satisfait des évaluations de risques réalisées par le promoteur. Il indique que « Les résumés des évaluations faites se bornent à mentionner que les effets néfastes pour la santé ne déborderaient pas la zone industrielle et portuaire de Bécancour » (DM11, p. 8).

D'autres intervenants font remarquer que GSME s'est engagée à respecter des normes élevées en matière de sécurité, de fiabilité et de transport (Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM5, p. 8 et 9 ; FCCQ, DM16, p. 9 et 11 ; Comité des entreprises et organismes du Parc industriel et portuaire de Bécancour, DM27, p. 4). Innovation et développement économique Trois-Rivières précise qu'une estimation et une évaluation des risques ont été réalisées pour que des mesures de gestion de la sécurité soient prévues dans le plan d'urgence (DM4, p. 8).

Deux autres intervenants mettent en perspective l'expertise des travailleurs potentiels pour ce type de projet de construction. Ils signalent que les standards en place sont les plus rigoureux de l'industrie et que les employés sont appelés à réussir des formations parmi les plus strictes en hygiène industrielle avant d'être admis sur un chantier gazier (Association unie des compagnons et apprentis de l'industrie de la plomberie et de la tuyauterie des États-Unis et du Canada – Local 144, DM13, p. 11 ; Groupe Maco inc., DM17, p. 7 et 8 ; M. Mathieu Gagnon, DT5, p. 67).

2.6 Les coûts

Deux intervenants soulignent que le coût du projet dépasse déjà de 66 % le budget prévu (75 M$ au lieu de 45 M$). Ils sont inquiets des dépassements de coûts supplémentaires qui pourraient survenir (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 3). Un autre intervenant s'interroge sur l'impact de l'augmentation des coûts du projet sur les tarifs d'électricité à venir et sur la diminution des bénéfices versés au gouvernement provincial (M. Gérard Montpetit, DM14, p. 4). D'autres intervenants insistent sur son coût jugé avantageux pour la réservation de la puissance, soit de 55 $/kW-an au lieu de 149 $/kW-an, et sur la fiabilité de cet approvisionnement sur 17 ans (Groupé Mauricie-Rive-Sud, DM1, p. 6 ; Innovation et développement économique Trois-Rivières, DM4, p. 5 ; Association des manufacturiers Mauricie et Centre-du-Québec, DM5, p. 4 ; Municipalité régionale de comté de Bécancour, la Ville de Bécancour, le Centre local de développement et le Grand conseil de la Nation Waban-Aki Inc., DM12, p. 6 ; FCCQ, DM16, p. 7 ; Comité des entreprises et organismes du Parc industriel et portuaire de Bécancour, DM27, p. 4).

À l'opposé, plusieurs déplorent le coût des compensations financières liées à la fermeture de cette centrale, pouvant s'élever, selon leurs estimations, jusqu'à 2 G$ pour la durée du contrat, jusqu'en 2026 (Comité citoyens sur les gaz de schiste de Victoriaville, DM8, p. 2 ; Regroupement région centre du Regroupement vigilance hydrocarbures du Québec, DM9, p. 3 ; Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutain, DM11, p. 6 ; M. Gérard Montpetit, DM14, p. 4). Le Comité citoyens sur les gaz de schiste de Victoriaville émet l'hypothèse que « l'achat de la centrale aurait été plus bénéfique pour l'ensemble des Québécoises et des Québécois » (DM8, p. 3). Une participante ajoute que ce projet aurait dû tenir compte du principe de développement durable d'internalisation des coûts en rapport avec la provenance du gaz et les effets de la fracturation hydraulique (M[me] Monique Fontaine, DM19, p. 2).

2.7 La législation, les accords internationaux et les politiques

Plusieurs intervenants ont déploré le fait que, malgré l'engagement du gouvernement québécois dans sa politique énergétique ou dans les accords internationaux (COP21), il existera toujours des projets qui utiliseront des énergies polluantes ou qui inciteront la population à surconsommer de l'énergie (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM6, p. 4 ; Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutains, DM11, p. 10 ; M. Marc Brullemans, DM18, p. 11 ; M. Guy Rochefort, DT5, p. 17 ; M. Jacques Tétreault, DT5, p. 44).

Le ROEE trouve « un peu contradictoire ce qui se passe à la Régie de l'énergie avec le bilan en puissance et la politique énergétique qui nous demande de contribuer à la réduction

des émissions de gaz à effet de serre et à l'accroissement de l'efficacité énergétique » (M. Jean-Pierre Finet, DT6, p. 33).

Le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec souhaite que l'objectif 1.2 et l'orientation 8 de la Stratégie gouvernementale de développement durable 2015-2020 relativement à l'efficacité énergétique soient mieux intégrés dans les activités d'institutions comme la Régie de l'énergie et Hydro-Québec (DM29, p. 11 et 12).

2.8 D'autres options

Bon nombre de participants ont suggéré d'autres avenues susceptibles de répondre aux besoins de puissance exprimés par Hydro-Québec. Ces diverses propositions vont du remplacement du gaz naturel par la biomasse ou par le biométhane, à la mise en œuvre de la transition énergétique et à l'augmentation de l'efficacité énergétique, en passant par la mise sur pied de programmes d'efficacité énergétique, l'installation de panneaux solaires, l'utilisation de systèmes d'accumulateurs d'énergie ou l'utilisation du stockage de grande puissance d'électricité, les appels au public pour la réduction de la consommation d'électricité, les ententes de puissance interruptible, le tarif biénergie, la gestion de la demande en puissance, l'éducation à l'économie d'énergie, la mise en service de la Romaine, les campagnes de sensibilisation, l'accès à des subventions pour financer des technologies de dernière génération, l'accès à des crédits en argent lors de la diminution de la consommation d'énergie en période de pointes, la possibilité d'accumuler de l'énergie propre distribuée par le réseau d'Hydro-Québec et l'utilisation d'applications permettant aux compteurs intelligents de répondre aux besoins de puissance (M. Louis Casavant, DM2, p. 1 ; M. Jean-Pierre Finet, DT6, p. 32, p. 34 et 35 ; M. Guy Rochefort, DT5, p. 15 ; M. Éric Trottier, DM3, p. 3 ; M. François Veilleux, DM7, p. 2 ; RVHQ, DM15, p. 6 et 7 ; Regroupement région centre du Regroupement vigilance hydrocarbures Québec, DM9, p. 4 ; ROEE, DM10, p. 11 à 15 ; M^{me} Françoise Brunelle, DM24, p. 3 ; Comité de citoyens de Durham-Sud, DM20, p. 4 et 5 ; M. Jean Falaise, DT6, p. 63 et 64 ; Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM29, p. 7 et 14 ; M. Philippe Bourke, DT5, p. 97 et 98).

De leur côté, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies énergétiques souhaitent que la commission suggère au gouvernement du Québec d'exiger que GMSE fasse l'usage des biogaz provenant de la gestion des matières résiduelles de la région pour la réalisation de son projet (DM22, p. x et xi).

Chapitre 3 Les risques technologiques

3.1 Les caractéristiques du gaz naturel liquéfié

Le GNL distribué par Gaz Métro est composé à 97,9 % de méthane, à 1,8 % d'éthane et à 0,3 % d'autres hydrocarbures simples. Il est incolore, inodore, chimiquement stable et reprend sa forme gazeuse à -161,4 C sous une (1) atmosphère de pression. En comparaison avec le gaz naturel, le GNL a une densité plus de 600 fois supérieure (Gaz Métro, 2015 : en ligne).

Le GNL n'est ni inflammable ni explosif, mais il peut être la source d'un feu de nappe. Ses vapeurs peuvent s'enflammer lorsque leur concentration dans l'air se situe entre 5 et 15 % et elles ne peuvent exploser que si elles s'enflamment dans un espace clos. Au contact d'un liquide plus chaud, un phénomène de vaporisation quasi instantané du GNL peut survenir et provoquer une onde de choc de type « explosion froide » en raison de l'expansion subite du volume occupé *(id.)*.

En raison de sa basse température, le contact physique avec le GNL peut provoquer des engelures. Lorsque ses vapeurs sont présentes en très grande quantité, elles peuvent causer l'asphyxie par déplacement de l'oxygène, mais elles sont non toxiques et physiologiquement inertes *(id.)*.

En cas de déversement, le GNL s'évapore rapidement et il ne contamine ni l'eau, ni les sols. Il n'est ni toxique, ni persistant dans l'environnement. La densité de ses vapeurs est plus faible que celle de l'air : elles ne restent donc pas au sol et se dispersent vers le haut (M. David St-Pierre, DT1, p. 25 ; PR3.1, p. 8-16).

3.2 Le transport du gaz naturel liquéfié

Les 20 000 m^3 de GNL prévus à l'entente seraient transportés par camions à partir de l'usine de liquéfaction de Gaz Métro, située à Montréal-Est. L'itinéraire le plus direct serait utilisé, soit l'autoroute 40 et notamment le pont Charles-De Gaulle, l'autoroute 55 et le pont Laviolette ainsi que l'autoroute 30 jusqu'à l'entrée du PIPB par l'avenue Arthur-Sicard et l'arrivée au lieu d'entreposage par la rue Yvon-Trudeau (PR5.1, p. 25). Les citernes des camions auraient une capacité allant de 40 à 57 m^3 (DQ13.1, p. 1). Cinquante-cinq camions par mois, soit environ deux camions par jour sont prévus de la fin mars au 1er décembre (PR3.1, p. 3-14). Des livraisons supplémentaires seraient possibles entre décembre et mars, à la demande d'Hydro-Québec et selon la capacité de l'usine de liquéfaction (PR3.1, p. 2-2).

Le gaz naturel liquéfié est classé par Transports Canada comme une matière dangereuse de classe 2.1, en tant que gaz inflammable. Il est plus spécifiquement identifié par le numéro UN1972 (Transports Canada, 2013 : en ligne). Les camions qui en font le transport doivent indiquer, à l'aide d'un placard, la classe de la matière dangereuse, son numéro UN et le risque d'inflammabilité qu'il présente (DA3.3, p. 9 ; M. Éric Clément, DT1, p. 67). Au Canada, les citernes utilisées pour le transport du GNL doivent être à double paroi. Celles qui seraient utilisées dans le cadre du projet seraient à double paroi renforcée, isolée sous vide, de type TC338 (M. Éric Clément, DT1, p. 66 ; Transports Canada, 2009 : en ligne). Cette conception aide à protéger le GNL contre les perforations du réservoir et contre une possible exposition à un feu extérieur. Les citernes et leurs conduites sont également munies d'une valve de sécurité qui les protégerait des surpressions (DA3.3, p. 6 et 7).

La circulation des matières dangereuses est permise au Québec sur tous les types de routes, y compris les ponts, à l'exception de certains tunnels (RLRQ, c. C-24.2, r. 43). La réglementation relative au transport de marchandises dangereuses exige cependant l'élaboration d'un plan d'intervention d'urgence (PIU) et son approbation par Transports Canada. « L'objet d'un plan d'intervention d'urgence est de faire en sorte qu'un moyen d'intervention approprié soit immédiatement disponible pour faire face aux situations d'urgence » (Transports Canada, 2016a : en ligne). Le PIU de GMSE est approuvé et à jour (DA3.3, p. 12). En cas d'accident sur le pont Laviolette ou à proximité, le ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports (MTMDET) a élaboré un plan qui peut être déployé rapidement. Il vise à « permettre aux usagers de la route de poursuivre leurs activités journalières malgré les inconvénients [en visant] la mise en place de moyens alternatifs de transport s'il y a lieu » (DQ18.1, p. 1).

Gaz Métro va également au-delà des exigences réglementaires en requérant par contrat l'identification des tracés qui seront empruntés pour le transport de GNL, qu'il soit effectué par Gaz Métro ou par ses clients. Gaz Métro s'assure qu'il s'agit du tracé de moindre impact et qu'il emprunte le moins possible des secteurs densément peuplés. De plus, Gaz Métro informe chacun des services de sécurité incendie et chacune des directions générales des municipalités traversées par des chargements de cette matière sur leur territoire afin qu'ils puissent se préparer au passage des camions. Gaz Métro offre également une formation sur le fonctionnement des divers équipements liés au GNL ainsi que sur la conduite sécuritaire. Il exige aussi des camionneurs qu'ils possèdent une carte de compétence délivrée par Emploi-Québec pour la manutention du GNL. Des inspections et des entretiens préventifs sont également réalisés sur les camions-citernes et sur leurs équipements de manutention (M. Éric Clément DT1, p. 66 et 68 ; DA3.3, p. 8 et 12).

Peu d'accidents impliquant le transport terrestre de GNL ont été répertoriés à l'échelle mondiale. Au Canada, Transports Canada fait état de 2 incidents mineurs depuis 1988, alors qu'aux États-Unis, sur 21 accidents, 3 auraient causé des déversements mineurs et un, des blessures à un camionneur. Deux accidents plus importants ont eu lieu en Espagne, mais ceux-ci impliquaient des citernes à simple paroi. Quant à Gaz Métro, depuis 2011, la compagnie a procédé à plus de 4 000 transports de GNL sans que le moindre incident avec blessé ou déversement soit survenu (M. Éric Clément, DT1, p. 67 ; DA3.3, p. 4 à 6).

En cas de fuite ou de déversement de GNL, le guide des mesures d'urgence de Transports Canada suggère, entre autres, d'éliminer les sources d'allumage et d'arrêter la fuite, si possible. Il recommande, comme mesure de prévention immédiate, d'isoler un rayon de 100 m et de se placer du côté opposé à la direction du vent. Dans le cas d'un déversement majeur ou d'un incendie, les rayons d'isolement passent respectivement à 800 et 1 600 m (Transports Canada, 2016b : en ligne).

En cas d'incendie, le guide stipule qu'il ne faut « pas éteindre une fuite de gaz en feu, à moins de pouvoir arrêter la fuite » (*ibid.*, p. 167). Pour combattre des incendies mineurs ou majeurs, des techniques et des équipements standards, soit de la poudre chimique, du CO_2 et de l'eau pulvérisée ou en brouillard, sont recommandés (M. Éric Clément, DT2, p. 91). La lutte contre un incendie impliquant des citernes devrait se faire à compter d'une distance maximale ou au moyen de lances ou de canons à eau téléguidés. Si de tels équipements ne sont pas disponibles lors d'un incendie majeur, il est recommandé de s'éloigner et de laisser brûler le combustible (Transports Canada, 2016b : en ligne).

- *La commission d'enquête constate que le trajet retenu par Gaz Métro Solutions Énergie pour la livraison du GNL emprunterait principalement des autoroutes et deux ponts importants, et que les citernes utilisées seraient à double paroi, tel que le requiert la réglementation.*

- *La commission d'enquête constate que le Plan d'intervention d'urgence de Gaz Métro Solutions Énergie est approuvé par Transports Canada.*

- *La commission d'enquête constate que très peu d'accidents de transport de GNL sont survenus à l'échelle mondiale et aucun dans le cas de Gaz Métro, S.E.C., qui a effectué plus de 4 000 transports depuis 2011.*

3.3 Les risques associés aux infrastructures de stockage et de regazéification

3.3.1 Les matières dangereuses entreposées

Plusieurs matières dangereuses seraient entreposées sur le site du projet. En plus des 20 000 m^3 de GNL, 40 m^3 de diésel, 1 000 l d'hydroxyde de sodium 20 % et 100 m^3 d'azote liquide serait stockés sur place (PR3.1, p. 8-15). De ces matières, seuls le GNL et le diésel sont potentiellement inflammables. L'azote liquide pose un risque d'engelure et d'asphyxie, alors que l'hydroxyde de sodium est soluble dans l'eau et peut affecter la vie aquatique en raison de son alcalinité (PR3.1, p. 8-17).

Les risques analysés par le promoteur concernent des incendies pouvant survenir au réservoir et à la fosse déportée, l'ignition de vapeurs de GNL qui surviendrait à la suite d'une fuite ainsi que l'explosion de gaz naturel qui se trouverait confiné dans le bâtiment des compresseurs. Pour les feux de toit du réservoir, la norme CSA-Z276-F15 n'exige pas de zone d'exclusion thermique dans le cas des réservoirs à toit de béton, tels que celui prévu

par GMSE (Groupe CSA, 2015 : en ligne). À la demande du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), le promoteur a néanmoins réalisé cette simulation selon cette norme qui exige pour les réservoirs à toit d'acier que les radiations thermiques issues d'un incendie couvrant toute la surface du réservoir après la rupture de sa cuve interne soient d'un maximum de 30 kW/m^2 à la limite de la propriété. D'après cette simulation, la conception du site respecte cette exigence. Un flux thermique de 5 kW/m^2 pourrait cependant être ressenti à l'extérieur du site. Un individu exposé à ce seuil pourrait subir des brûlures au 2^e degré après une exposition de 40 secondes sur la peau nue, mais cette intensité n'est pas suffisante pour endommager des équipements. Aucun bâtiment, hormis ceux du projet, ne se retrouve dans le périmètre du 5 kW/m^2. Le niveau de radiations thermiques retenu à partir duquel des effets domino par effets directs sont possibles est de 8 kW/m^2 (figure 5) (M. Éric Clément, DT1, p. 100 et DT2, p. 64 et 65 ; PR3.1, p. 8-21 à 8-24 ; M. David St-Pierre, DT1, p. 31).

Quant à la fosse de rétention des fuites accidentelles de GNL, la norme stipule que les radiations thermiques d'un feu couvrant toute la surface de la fosse ne peuvent dépasser 30 kW/m^2 à la limite de la propriété ou 5 kW/m^2, dans le cas d'un déversement à la suite du bris d'une conduite d'un diamètre de 60 mm ou moins, laissant couler le GNL pendant 10 minutes. Ces deux conditions sont également respectées par le projet (figure 5).

La zone d'exclusion pour la dispersion de vapeurs inflammables ne s'applique qu'à la fosse de rétention, et non au réservoir, en raison de sa conception à intégrité totale. La norme CSA-Z276-15 prescrit que la concentration maximale des vapeurs inflammables ne doit pas excéder la moitié de la limite inférieure d'ignition à la limite de la propriété, soit la plus faible concentration à laquelle elle pourrait s'enflammer (PR3.1, p. 8-26 et 8-27). Les simulations réalisées par le promoteur démontreraient la conformité du projet à cet égard. En effet, elles démontrent que la concentration de gaz naturel dans l'air après l'évaporation d'une fuite dans la fosse déportée ne devrait pas dépasser 2,5 % à la limite de la propriété, et ce, même dans des conditions climatiques propices au maintien de l'intégrité d'un nuage de gaz (DA5).

Des effets domino potentiels et des dégâts graves peuvent être causés par des surpressions se situant entre 14 et 20 kPa. L'explosion d'une fuite de gaz qui se serait introduite dans le bâtiment des compresseurs pourrait générer une telle onde de choc. Ces niveaux de surpressions seraient limités au site du projet. Le vaporisateur pourrait subir des dommages, car il se situe entre ces seuils (PR5.1, p. 42 et 43) (figure 6). Cependant, les réservoirs de GNL et de diésel se retrouvent au-delà des distances maximales de ces niveaux de surpressions.

- *La commission d'enquête constate que les impacts potentiels d'incendies ou d'explosions aux installations projetées ne dépasseraient pas les limites de la propriété de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C.*

Figure 5 Les conséquences du scénario normalisé pour le GNL et les zones d'exclusion thermique

Légende

Composantes du projet

- Limite de propriété
- Point source

Incendie à la suite de la rupture de la cuve interne et déversement dans l'enceinte externe du réservoir

- Flux thermique 13 kW/m² (140 m)
- Flux thermique 5 kW/m² (210 m)
- Flux thermique 3 kW/m² (260 m)

Zone d'exclusion thermique liée au réservoir
(applicable si toit en acier seulement)

- Feu de toit - Flux thermique 30 kW/m² (95 m)

Zones d'exclusion thermique liées à la fosse déportée

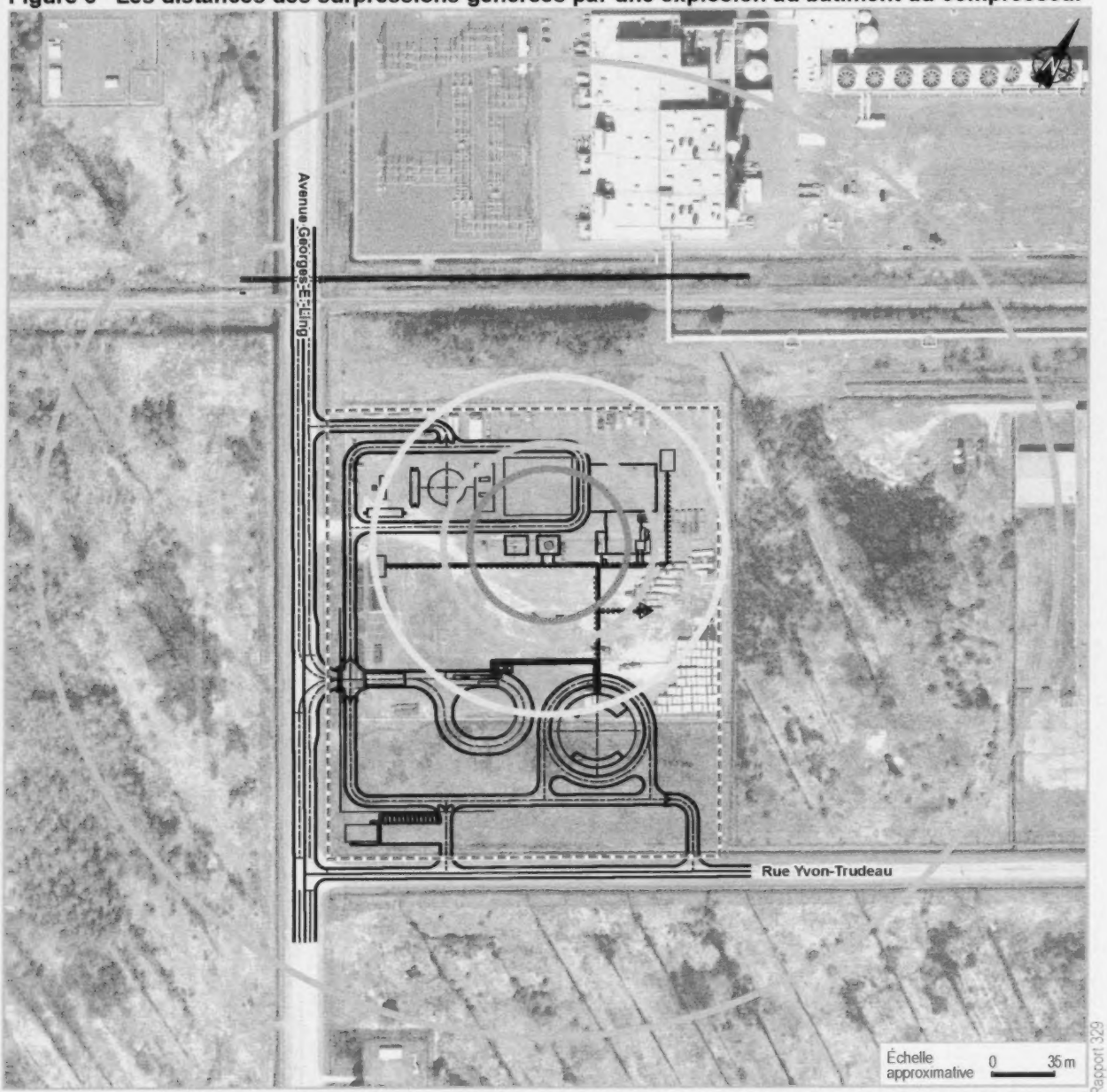
- Feu couvrant toute la rétention - Flux thermique 30 kW/m² (10 m)
- Feu avec déversement de conception - Flux thermique 5 kW/m² (20 m)

Zone d'exclusion de dispersion de vapeur liée à la fosse déportée

- Déversement de conception – ½ LII (83 m)

Sources : adaptée de PR3.1, figure 8.2, p. 8-25, figure 8.3, p. 8-32.

Figure 6 Les distances des surpressions générées par une explosion au bâtiment du compresseur



Légende

Composantes du projet

Limite de propriété

20,7 kPa (45 m)

13,8 kPa (60 m)

6,9 kPa (100 m)

2 kPa (290 m)

Source : adaptée de PR5.2.1, figure A.2.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 329

3.3.2 Les risques externes

Le promoteur définit les risques externes comme étant des « événements d'origine naturelle ou anthropique, sans lien avec le présent projet, susceptibles d'affecter le fonctionnement ou l'intégrité des installations » (PR3.1, p. 8-4). Il a retenu comme risques externes potentiels les tremblements de terre, les inondations, l'instabilité du terrain, les conditions météorologiques exceptionnelles, le transport aérien, le transport ferroviaire, routier et maritime de matières dangereuses, les gazoducs, les industries et l'entreposage de matières dangereuses (*ibid.*, p. 8-4 à 8-10).

La construction des infrastructures se ferait selon la norme canadienne pour la conception de terminaux de gaz naturel liquéfié (CSA-Z276-15). En ce qui a trait aux tremblements de terre, cette norme exige la réalisation d'études sismiques spécifiques au site et la prise en compte de l'ampleur du risque sismique sans égard à sa probabilité. L'historique de l'activité sismique de la région démontre qu'il n'y aurait pas eu de tremblement de terre d'importance au cours des 100 dernières années dans la région de Trois-Rivières. Un événement d'importance de magnitude 7 a cependant eu lieu en 1663 à 220 km du site prévu (DA3, p. 2 et 3).

Pour qu'elles répondent à la norme, les infrastructures doivent rester opérationnelles à la suite d'un tremblement de terre de récurrence de 475 ans et demeurer sécuritaires lors d'un tremblement de terre de récurrence de 2 475 ans. La construction des infrastructures serait réalisée afin qu'elles puissent résister à des accélérations au sol jusqu'à cinq fois supérieures à celles survenues en 1663 (*ibid.*).

Quant aux inondations, leur probabilité serait faible, considérant que le projet ne se situe pas dans la plaine inondable du fleuve Saint-Laurent, lequel est situé à 1,75 km. Le terrain ne présenterait pas non plus d'instabilité particulière (PR3.1, p. 8-6). Face aux conditions climatiques, GMSE indique que « la conception des bâtiments et des équipements sera conforme aux codes et aux règlements en vigueur afin de résister aux surcharges créées par les conditions météorologiques extrêmes » (*ibid.*, p. 8-7). En cas d'accident aérien, la structure de béton armé du réservoir pourrait résister à l'impact d'un petit avion de type Cessna (M. David St-Pierre, DT2, p. 85 et 86).

Le promoteur reconnaît que certaines industries, infrastructures et activités pourraient poser un risque pour le site d'entreposage et de regazéification. Les entreprises ABI, OLIN et IFFCO (projetée) pourraient affecter le site en cas de rejet de gaz toxiques. Ces émanations seraient cependant sans impacts sur l'intégrité des installations, mais pourraient occasionner un arrêt temporaire des opérations (PR3.1, p. 8-14 ; M. Robert Auger, DT1, p. 96).

En matière de transport, GMSE indique que « la voie ferrée du Canadien National représente un risque externe pour les installations [et que] le transport routier de matières dangereuses sur les routes locales et le transport de gaz naturel dans les pipelines qui desservent le PIPB sont également des éléments de risques externes » (PR3.1, p. 8-15).

Cependant, en cas d'incendie à la suite d'un bris complet du gazoduc du réseau du PIPB situé le long des sections nord et ouest du terrain retenu pour le projet de GMSE, l'énergie dégagée serait insuffisante pour compromettre l'intégrité du réservoir (PR3.1, p. 8-37).

- *La commission d'enquête constate que, selon Gaz Métro Solutions Énergie, peu de risques externes pourraient affecter les opérations de stockage et de vaporisation ou menacer l'intégrité du réservoir.*

3.3.3 Les effets domino

Les effets domino ont été évalués en fonction des incendies et des explosions pouvant être provoqués par les substances inflammables présentes sur le site. Selon le promoteur, aucun des scénarios évalués d'incendies ou d'explosions ne provoquerait d'effets domino susceptibles de compromettre l'état d'un réservoir de GNL à intégrité totale avec toit de béton. L'explosion potentielle de gaz naturel infiltré dans le bâtiment des compresseurs pourrait cependant avoir un effet domino sur le vaporisateur. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) entend exiger que des mesures d'atténuation soient mises en place à ce bâtiment, tels que des murs et des toits « soufflables », des vannes d'évacuation et des détecteurs de gaz, ce que GMSE compte faire (M. Martin Tremblay, DT1, p. 102 ; PR5.1, p. 43).

L'emplacement du projet et sa conception feraient en sorte que celui-ci ne pourrait provoquer d'effets domino sur d'autres installations industrielles ni en subir en provenance de ces installations en cas d'incendies ou d'explosions (M. David St-Pierre, DT1, p. 31 ; PR3.1, p. 8-37).

Quant aux éléments sensibles du milieu identifiés par le promoteur dans son étude d'impact, en raison de leur éloignement, aucun ne serait affecté par les effets d'un incendie dans la fosse de rétention et aucun ne serait touché par des surpressions supérieures à 6,9 kPa en cas d'explosion survenant dans le bâtiment des compresseurs (PR3.1, p. 8-3, 8-4 et 8-33 ; PR5.2.1, p. 5).

- *La commission d'enquête note que, selon Gaz Métro Solutions Énergie, des incendies ou des explosions sur le site du projet n'entraîneraient pas d'effets domino sur d'autres installations industrielles et que le site du projet ne devrait pas subir de tels effets attribuables aux installations industrielles voisines.*

3.3.4 La sécurité des infrastructures

GMSE a retenu la technologie de réservoir à intégrité totale avec toit et enceinte externe en béton armé, qu'il décrit comme étant « la plus sécuritaire et la plus utilisée pour les stockages de grande capacité » (PR3.3, p. 4). Aucun accident à l'échelle mondiale n'aurait encore impliqué ce type de réservoir (M. David St-Pierre, DT1, p. 30). Le réservoir comporterait plusieurs caractéristiques axées sur la sécurité. Sa cuve interne d'acier cryogénique serait autoportante et toutes les conduites et autres raccordements seraient

logés dans le toit, afin que l'intégrité des parois soit assurée. Plusieurs sondes de niveau vérifieraient si la quantité de GNL demeure dans les limites de conception. La température ainsi que la pression seraient mesurées en continu. Le réservoir serait également équipé d'un système de protection contre les surpressions et les vides (DA3.2, p. 4 et 5).

Plusieurs équipements seraient aussi destinés à assurer la sécurité du site. Des détecteurs de gaz inflammables, de froid, de chaleur, de flammes et de fumée seraient installés à tout le moins dans le dôme du réservoir, à la station de manutention, dans l'aire de vaporisation, sur le compresseur du gaz d'évaporation ainsi que sur les drains, les puisards et la fosse de rétention. Ces détecteurs pourraient déclencher l'alarme au besoin (DA3.2, p. 8 ; PR3.1, p. 3-12). Un système d'arrêt d'urgence capable de s'activer de façon autonome ou manuelle permettrait de limiter l'ampleur des incidents (PR3.1, p. 3-13).

Par ailleurs, un évent d'urgence permettrait d'évacuer le gaz de procédé afin de dépressuriser les équipements. L'évent serait situé à environ 20 m du sol afin de permettre une évacuation sécuritaire du gaz au profit du personnel et des installations connexes (PR3.1, p. 3-13). Conformément à la norme CSA-Z276-15, une fosse déportée de 14 m² de superficie permettrait de capter les fuites de GNL émanant du vaporisateur, de la station de manutention ou du réservoir (PR3.1, p. 3-11).

Un système de protection contre les incendies serait aussi installé sur place. Il serait muni d'un bassin d'eau de 2 500 m^3 relié à deux pompes et à un réseau de bornes-fontaines situées aux endroits stratégiques. Plusieurs autres équipements fixes ou portatifs de combat d'incendie seraient également présents, dont des systèmes à mousse, des canons à eau et un système de gicleurs (PR3.1, p. 3-12).

Gaz Métro appliquerait son programme institutionnel de gestion de la sûreté au site afin de contrer les actes de malveillance et de terrorisme. Une évaluation spécifique de ces risques serait réalisée, et ce, même si elle n'est pas exigée par les autorités. Le terrain serait clôturé. Une surveillance en tout temps serait assurée et les accès au site seraient contrôlés. De plus, Gaz Métro fait partie de groupes restreints d'information sur les menaces terroristes au sein du Service canadien du renseignement et de sécurité et de la Gendarmerie royale du Canada (M. Éric Clément, DT2, p. 110 et 111 ; DA3.2, p. 2).

Les équipements du site feraient l'objet de programmes d'inspections régulières. Des essais préventifs seraient réalisés sur les équipements de sécurité liés aux procédés et l'équipement de protection contre les incendies serait mis à l'essai (DA3.2, p. 2). De plus, plusieurs des équipements de sécurité seraient entièrement automatisés et pourraient être manœuvrés à distance (PR3.1, p. 2-2 et 2-3).

- *La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C a sélectionné la technologie du réservoir à intégrité totale, qui apparaît comme étant la plus sécuritaire et qui n'a été à l'origine d'aucun accident à l'échelle mondiale, même si elle est la plus utilisée présentement.*

- *La commission d'enquête constate que plusieurs équipements de sécurité, automatiques et manuels, font partie de la conception du projet et qu'un système de protection contre les incendies avec réservoir d'eau et borne-fontaine serait installé sur place.*

- *La commission d'enquête constate que le site serait clôturé, surveillé en tout temps, que les accès seraient contrôlés et que Gaz Métro fait partie du groupe d'information sur les menaces terroristes du Service canadien du renseignement et de sécurité et de la Gendarmerie royale du Canada.*

3.4 Les mesures d'urgence

Dans le cadre de son étude d'impact, GMSE a fourni un plan de mesures d'urgence préliminaire, tel que le demande le MDDELCC. Le plan final, quant à lui, est exigé « avant l'autorisation d'exploitation du projet » (PR3.2, annexe G-3 ; M. Michel Duquette, DT2, p. 88).

Afin de finaliser son plan, le promoteur doit faire approuver un scénario d'urgence qui sera évalué par le Comité mixte municipalités et industries (M. David St-Pierre, DT2, p. 91). Ce comité a pour objectif de réduire la vulnérabilité de la municipalité de Bécancour aux accidents industriels majeurs (DB13, p. 2-6). À cet égard, GMSE a également rencontré à plusieurs reprises le Service d'incendie de la Ville de Bécancour et la Direction générale de sécurité civile (M. Éric Clément, DT2, p. 91).

Lors des audiences publiques, le Plan municipal de sécurité civile de la Ville de Bécancour n'incluait pas d'éléments relatifs au projet ni de mesures en lien avec le gaz naturel liquéfié, une substance pour laquelle la Ville n'a jamais eu à se préparer (DB13 ; M. Jean-Marc Girouard, DT2, p. 88). La Ville de Bécancour se disait en attente du dépôt du plan de mesure d'urgence final de GMSE afin d'ajuster son Plan municipal de sécurité civile, une fois l'usine construite (*id.*, DT2, p. 88 et 89).

Pour le Service de sécurité incendie de la Ville de Bécancour, les interventions en cas de feu de GNL ne demandent pas d'équipement particulier, mais le plan de mesures propres aux installations projetées n'a pas encore été déposé. Il sera élaboré dès le début des travaux de construction (M. Luc Desmarais, DT2, p. 89 et 90). La Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour possède également un plan de gestion d'urgence. Ce dernier n'inclut pas le GNL (DB4).

- *La commission d'enquête constate que les interventions des pompiers pour des incendies de GNL peuvent être réalisées avec des équipements standards.*

- *La commission d'enquête constate que le plan de mesures d'urgence final du promoteur n'était pas élaboré au moment des audiences, mais que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques l'exigera, que le Plan municipal de sécurité civile de la Ville de Bécancour sera mis à jour une fois le projet construit et qu'un plan de mesures du Service de sécurité incendie de la Ville de Bécancour, propre aux installations projetées, sera élaboré dès le début des travaux de construction.*

Chapitre 4 Les impacts écologiques

4.1 Le biotope

Dans cette section, la commission d'enquête examine l'interaction potentielle du projet avec le milieu humide, la végétation et la faune.

4.1.1 Le milieu humide

D'après le promoteur, le projet à l'étude affecterait un milieu humide anthropique d'origine récente (0,18 ha) sans lien hydrologique (PR5.1, annexe A, figure 4.5). Il indique que le milieu humide est un marécage arbustif où aucune espèce floristique menacée, vulnérable ou susceptible d'être ainsi désignée (EFMVS) n'a été retrouvée. Il ajoute que des photographies aériennes datant de 2009 confirment que l'emplacement aurait été remblayé et dénudé de végétation et précise que ce site aurait servi de lieu d'entreposage lors de la construction de la centrale de TransCanada Energy Ltd. de 2004 à 2006. Ce milieu humide serait le résultat d'un remaniement de sol et d'un mauvais drainage du terrain (PR3.1, p. 4-35 à 4-38).

GMSE estime que le degré de perturbation serait très faible et que la perte de ce milieu humide ne modifierait pas de façon perceptible l'intégrité des milieux humides du secteur (600 ha). Il juge permanente la durée de l'impact. L'importance résiduelle de celui-ci serait qualifiée, par contre, de moyenne (*ibid.*, p. 7-6).

D'après le document *Les milieux humides et l'autorisation environnementale*, il appartient au ministère de déterminer si un milieu visé correspond à un milieu humide anthropique d'origine récente (MDDELCC, 2012 : en ligne). Le MDDELCC peut, dans le cas de certains milieux humides anthropiques, délivrer ou non un certificat d'autorisation pour le faire disparaître, selon le contexte, et ce, avec ou sans l'application de mesures de compensation. Le promoteur prévoit mettre en œuvre des mesures de compensation non définies dans l'étude d'impact pour la perte du milieu humide, selon les exigences du MDDELCC (PR3.1, p. 7-40).

4.1.2 La végétation

D'après l'étude d'impact, le site abrite une végétation pionnière. D'ailleurs, le promoteur a vérifié la présence d'EFMVS auprès du Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec. Cette vérification n'a révélé la présence d'aucune espèce à statut particulier sur le site. Pendant les travaux de préparation du site, le couvert végétal situé au sud serait éliminé, ce qui entraînerait une perte maximale de 1,6 ha de végétation, y compris le milieu

humide, soit près du quart du terrain. Le promoteur a également prévu des mesures d'atténuation telles que « la limitation de la circulation de la machinerie aux aires des travaux et la mise en place d'îlots de verdure (aménagement paysager autour du stationnement et des bâtiments administratifs) » (PR3.1, figure 4.5, p. 4-35, 4-37, 7-5, 7-6 et 7-40).

Toutefois, des espèces exotiques envahissantes (EEE) ont été identifiées sur le site. La plus répandue serait le roseau commun. En ce qui a trait aux EEE, GMSE a présenté des mesures de prévention telles que le nettoyage de la machinerie excavatrice, la non-utilisation du sol excédentaire, le recouvrement des sols, l'élimination de la végétation dans la zone de gravier et la revégétalisation et l'aménagement des zones perturbées (*ibid.*, p. 4-36 et 7-6).

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a demandé que ces mesures soient bonifiées ainsi :

- Nettoyer la machinerie excavatrice avant son arrivée sur les sites des travaux afin d'éliminer la boue, les fragments de plantes et les animaux qui s'y attachent ;
- Le nettoyage de la machinerie qui sera effectué sur les sites des travaux devra être fait à au moins 50 m des cours d'eau, des plans d'eau et des espèces menacées ou vulnérables, dans un secteur non propice à la germination des graines ou au développement de végétaux. Les déchets résultant du nettoyage devront être éliminés dans un lieu d'enfouissement technique (LET) ou être enfouis à plus d'un mètre de matériel non touché ;
- Et éliminer les déblais touchés par des EEE en les enfouissant sur place dans les secteurs qui seront excavés puis en les recouvrant d'au moins 1 m de matériel non touché ou en les acheminant à un LET.
  (PR5.1, p. 9 et 10)

4.1.3 La faune

L'emplacement du projet n'est pas considéré par le promoteur comme étant un habitat favorable à la faune. Il affirme que le terrain est non forestier et n'abrite aucun milieu aquatique. Le promoteur signale que les espèces susceptibles d'être présentes sur le territoire du PIPB ne risquent pas de fréquenter le site du projet. Il ajoute que les habitats fauniques d'importance sont trop loin pour subir des dérangements liés aux travaux et juge « les impacts sur la faune terrestre et l'avifaune [...] négligeables » (PR3.1, p. 7-7). Néanmoins, le MDDELCC a émis un commentaire sur cette dernière affirmation :

> S'il est vrai que la végétation en place se limite à une friche arbustive, il n'est pas exclu que ce type de milieu soit utilisé comme habitat de reproduction par certaines espèces d'oiseaux, incluant des oiseaux migrateurs. Ainsi, l'initiateur doit prévoir des mesures adéquates (prévention, atténuation ou compensation) pour atténuer les impacts potentiels sur ce groupe pendant la phase de construction. La mesure retrouvée habituellement pour l'avifaune des milieux forestiers ou arbustifs serait la suivante : pendant la période de nidification des oiseaux, soit du 1er mai au 15 août :
>
> 1. Limiter les déplacements de véhicules ;
> 2. Éviter de procéder aux travaux d'élimination de la végétation.
>
> (PR5.1, p. 18-19)

À la suite de cette demande de mesures d'atténuation par le MDDELCC, le promoteur confirme qu'il réaliserait, dans la mesure du possible, le déboisement du site entre le 15 août et le 1er mai (PR5.1, p. 19).

Pour la faune aquatique et ses habitats, le promoteur ne prévoit aucun impact direct puisqu'il n'y aura aucun travail en eau pour la construction des installations. Néanmoins, il relève certains impacts indirects sur la faune aquatique et ses habitats. Il mentionne ainsi que les travaux de préparation du site et la circulation de la machinerie pourraient provoquer l'apport de sédiments dans les fossés ou causer des déversements accidentels qui pourraient y entraîner des contaminants (PR3.1, p. 7-7).

Pour contrôler cet impact indirect, le promoteur fait savoir qu'il aménagerait un réseau de drainage des zones en construction en vue de traiter les eaux de ruissellement avant qu'elles ne soient rejetées dans un fossé à proximité du site. Il précise que cet aménagement comportera un mécanisme de fermeture à la sortie du bassin et une plate-forme permettant l'accès à un camion de pompage (*ibid.*, p. 7-2). En outre, GMSE présente, dans l'étude d'impact, des procédures et des plans pour la gestion environnementale du site qui porte sur « [La] propreté sur le chantier, [la] gestion des carburants et des équipements pétroliers, [la] gestion des produits dangereux et des matières résiduelles dangereuses, [la] gestion des résidus de bétonnage, [le] plan de prévention et de réponses aux urgences [et la] gestion des eaux sanitaires » (*ibid.*, p. 7-3).

Toujours en ce qui a trait aux impacts indirects sur la faune aquatique, GMSE indique dans son étude d'impact que le fossé le plus près du site est considéré comme un habitat du poisson. Il évalue que le potentiel d'alevinage, d'alimentation et de fraie est faible, mais il ne justifie pas cette évaluation qui reste à être démontrée. Il conclut que le potentiel d'alevinage et d'alimentation est élevé en aval et ajoute que le potentiel de frai y passe de moyen à élevé. Il indique, par ailleurs, que le mené laiton, une espèce susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable, a déjà été identifié dans un cours d'eau en aval du site (*ibid.*, p. 7-8).

Le promoteur évalue comme « moyenne » la valeur de la faune aquatique, comme étant « faible » le degré de perturbation et « locale », l'étendue de l'impact. Il qualifie de « courte » la durée de l'impact lors de la construction et de « très faible » l'impact du projet sur la faune aquatique et ses habitats. L'importance de l'impact résiduel est aussi jugée « très faible » (*ibid.*) par le promoteur. Le MDDELCC a cependant émis ce commentaire sur la valeur environnementale de la faune aquatique :

> L'initiateur attribue une valeur environnementale « moyenne » à la faune aquatique en raison d'une espèce à statut recensée en aval du projet et attribue une importance très faible à l'impact du projet sur la faune aquatique et ses habitats. Toutefois, selon le rapport d'AECOM (2015), un herbier est présent dans le lit du cours d'eau CE 05. Les menés laitons, en période de fraie, se regroupent dans les secteurs herbeux des cours d'eau lents. Considérant qu'il y a présence d'une espèce à statut et qu'en plus, le cours d'eau servant d'habitat est propice à la reproduction, une valeur environnementale élevée devrait être donnée à la faune aquatique. L'importance de l'impact du projet sur la faune aquatique doit être réévaluée en conséquence.
> (PR5.1, p. 20)

Au sujet de ce commentaire, le promoteur reconnaît qu'il pourrait attribuer une valeur élevée à la faune aquatique. Cependant, pendant la période de construction, il considère que le degré de perturbation serait faible, car il estime qu'il s'agit d'impacts indirects et que ses mesures d'atténuation sont suffisantes pour les contrôler (PR5.1, p. 20).

GMSE précise que, pendant l'exploitation, la faune aquatique et ses habitats ne seront pas affectés par la qualité de l'eau de surface, d'autant plus que les eaux usées du vaporisateur et des aires de procédés subiront un traitement (neutralisées et déshuilées) avant leur rejet (PR3.1, p. 7-15).

- *La commission d'enquête constate que, malgré la faible valeur écologique du milieu humide, Gaz Métro Solutions Énergie en compenserait la perte selon les exigences du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.*

- *La commission d'enquête constate que, lors des travaux de préparation du site, Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. enlèverait la totalité de 1,6 ha de couvert végétal se trouvant au sud du terrain.*

- *La commission d'enquête constate qu'il y aura des impacts indirects sur la faune aquatique et que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. prévoit des mesures de prévention en matière de gestion des eaux de ruissellement qui devraient être validées par les spécialistes du secteur de la faune.*

4.2 La qualité de l'air

Le promoteur mentionne que, pendant la période de construction, la qualité de l'air pourrait subir des modifications temporaires en raison de l'émission de poussières provenant des travaux de terrassement et du camionnage ainsi qu'en raison des gaz et des poussières provenant des moteurs à combustion des véhicules lourds, de la machinerie et des équipements (PR3.1, p. 7-1). Il souligne qu'il contrôlera les émissions de poussières par :

- [La] limitation de la vitesse des véhicules ;
- [L']application d'abat-poussières sur les surfaces dénudées par temps secs et venteux et sur les routes de chantier non pavées ;
- [L']utilisation de bâches (ou autres mesures de confinement) sur les chargements de matériaux en vrac ;
- [Le] nettoyage des chemins pavés ;
- [La] réparation ou le réglage des véhicules, de la machinerie lourde et des équipements produisant des émissions excessives, visibles à l'échappement ;
- [La] sensibilisation des camionneurs sur la marche au ralenti.
  (*Ibid.*, p. 7-2)

Pendant la période d'exploitation, le promoteur affirme que les émissions atmosphériques du projet n'entraîneraient pas de dépassement des normes de qualités de l'air (*ibid.*, p. 7-10

et 7-11) édictées par le *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère* (RAA) (chapitre Q-2, r. 4.1). Cette réglementation fixe les normes d'émission de particules et de gaz, d'opacité des émissions, de la qualité de l'atmosphère ainsi que des mesures de contrôle pour prévenir, éliminer ou réduire les émissions de contaminants dans l'atmosphère (*ibid.*). La délivrance du certificat d'autorisation d'un projet par le MDDELCC est conditionnelle, entre autres, à la vérification du cumul des émissions atmosphériques relevées dans le secteur où serait réalisé ce projet pour savoir si elles dépasseront les normes du RAA selon l'article 197, qui mentionne que :

> Il est interdit, à compter du 30 juin 2011, de construire ou de modifier une source fixe de contamination ou d'augmenter la production d'un bien ou d'un service s'il est susceptible d'en résulter une augmentation de la concentration dans l'atmosphère d'un contaminant mentionné à l'annexe K au-delà de la valeur limite prescrite pour ce contaminant à la colonne 1 de cette annexe ou au-delà de la concentration d'un contaminant pour lequel cette valeur limite est déjà excédée.
> (*Ibid.*)

GMSE a réalisé des modélisations sur la dispersion des émissions atmosphériques des deux types de vaporisateurs à l'étude. Le modèle de dispersion utilisé répond aux exigences du *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique* du MDDELCC. Le promoteur a bonifié l'analyse à la suite d'un commentaire du MDDELCC, qui a demandé que le monoxyde de carbone soit ajouté à cette analyse, même si, selon lui, cette contribution serait de moins 1 % des normes de CO dans l'air ambiant (PR5.1, p. 17 et 18) (tableau 4.1).

La technologie de vaporisation, qui est favorisée par le promoteur, est celle du bain d'eau chauffée à combustion submergée en raison de son autonomie complète et de son efficacité énergétique avoisinant les 98 %. Toutefois, selon la technologie qui sera offerte par le soumissionnaire dans le cadre du contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, le vaporisateur à chauffage direct ou indirect pourrait être une option retenue (PR3.1, p. 2-20). D'après les données sur les vaporisateurs fournies dans l'étude d'impact, la commission retient que la technologie de vaporisation qui semble la moins émissive est celle du bain d'eau chauffée à combustion indirecte (PR5.1, annexe A, p. 2).

GMSE a également réalisé une modélisation des émissions atmosphériques comportant les émetteurs industriels de NO_x, de PM et de CO du PIPB (PR3.1, p. 7-11 ; PR5.1, annexe A, p. 2) comprenant les types de vaporisateurs potentiels du projet. Néanmoins, cette modélisation ne comportait pas les données d'émissions atmosphériques du projet de l'usine de Stolt LNGaz Inc. prévu sur le territoire du PIPB (BAPE, 2015, rapport nº 315). Le tableau 4.2 présente un sommaire des concentrations maximales des émissions atmosphériques du projet à l'étude, de la centrale TransCanada Energy Ltd., du projet potentiel d'IFFCO et de Stolt LNGaz Inc.

Tableau 4.1 Sommaire des concentrations maximales calculées dans l'air ambiant à l'extérieur des propriétés des sources d'émissions atmosphériques

Contribution des options de vaporisateur de GNL du projet de GMSE						
Contaminants	Durée	Type de vaporisateur de GNL				Normes (µg/m³)
		Combustion submergée (µg/m³)	% norme Combustion submergée	Combustion indirecte (µg/m³)	% norme Combustion indirecte	
NO_x (en NO_2)	1 h	58	14,01	28	6,76	414
	24 h	13	6,28	8	3,86	207
	An	0,31	0,30	0,16	0,16	103
PM_t	24 h	1,60	1,33	0,95	0,79	120
$PM_{2,5}$	24 h	1,60	5,33	0,95	3,17	30
CO	1 h	77,00	0,23	37,00	0,11	34 000
	8 h	19,00	0,15	14,00	0,11	12 700

Source : adapté du PR5.1, annexe A, p. 2.

Tableau 4.2 Sommaire des concentrations maximales calculées dans l'air ambiant à l'extérieur des propriétés des sources d'émissions atmosphériques

Contribution du vaporisateur de GNL de GMSE, de la centrale de Bécancour, du projet d'usine d'urée d'IFFCO et du projet de liquéfaction de Stolt LNGaz Inc.							
Contaminants	Durée	Scénario fort		Concentrations autorisées au PIPB (µg/m³)	Concentrations totales		Norme
		(µg/m³)	% norme		(µg/m³)	% norme	(µg/m³)
NO_x (en NO_2)	1 h	106	25,60	150	256	61,84	414
	24 h	58	28,02	100	158	76,33	207
	An	1,9	1,84	30	31,9	30,97	103
PM_t	24 h	9,55	7,96	50	59,55	49,63	120
$PM_{2,5}$	24 h	9,55	31,83	20	29,55	98,50	30
CO	1 h	138	0,41	2 650	2 788	8,20	34 000
	8 h	50	0,39	1 750	1 800	14,17	12 700

*En considérant des émissions continues de décembre à mars pour l'ensemble des sources.

Sources : adapté du PR5.1, annexe A, p. 2 ; BAPE, 2015, rapport nº 315, p. 57.

Les données du tableau 4.2 confirment qu'en ajoutant les deux projets majeurs avec TCE, il n'y aurait pas de dépassement des normes d'émissions atmosphériques. Toutefois, ces émissions s'approcheraient du seuil limite dans le cas des $PM_{2,5}$.

Un programme de surveillance environnementale pour les émissions atmosphériques est prévu lors de la phase d'exploitation sur une base annuelle. Ce programme comportera le suivi de la cheminée de vaporisation, de l'évent d'urgence, des émissions fugitives de gaz

naturel, des gaz à effet de serre et des émissions annuelles des autres contaminants atmosphériques (PR3.1, p. 9-3 et 9-4).

- *La commission d'enquête constate que les émissions atmosphériques des usines du PIPB, y compris Stolt LNGaz Inc., et le projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour ne dépasseraient pas les normes sur l'air ambiant du règlement sur l'assainissement de l'atmosphère, mais s'en approcheraient, dans le cas des $PM_{2,5}$.*

- *La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie déposera auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques un rapport annuel qui présentera les données d'émissions atmosphériques du programme de surveillance environnementale de la phase d'exploitation.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le vaporisateur avec bain d'eau par chauffage indirect serait le plus indiqué, car elle émet moins d'émissions atmosphériques, ce qui permettrait de diminuer la concentration totale des particules fines de 2,5 microns qui s'approche du seuil normatif.*

4.3 Les émissions de gaz à effet de serre (GES)

GMSE a estimé les émissions de gaz à effet de serre de la phase de construction du projet à 3 160 t $CO_{2\ éq.}$ et les émissions annuelles de la phase d'exploitation à 1 350 t $CO_{2\ éq.}$ (DQ8.1, tableau 1, p. 2 ; M. David St-Pierre, DT1, p. 30) (tableau 4.3). À titre comparatif, les émissions de Gaz Métro, S.E.C. et de toutes ses filiales, qui incluent les émissions fugitives, les purges, la combustion aux postes de livraison et à l'usine de liquéfaction, les effets des bris par des tiers, les émissions du parc de véhicules et du chauffage des bâtiments de Gaz Métro partout au Québec totalisaient de 48 848 t $CO_{2\ éq.}$ en 2014. Sur les 17 ans d'exploitation prévus à l'entente, les émissions du projet atteindraient de leur côté un total cumulatif d'environ 26 130 t $CO_{2\ éq.}$ (M. Renault Lortie, DT2, p. 43).

Les émissions de GES des installations et des activités de GMSE seraient comptabilisées, ajoutées au bilan de Gaz Métro, S.E.C. et compensées (PR3.1, p. 7-17). Spécifiquement pour le méthane, toute fuite serait déclarée au MDDELCC en raison de l'absence d'un seuil minimum de déclaration (M. Martin Tremblay, DT3, p. 108). Gaz Métro, S.E.C. affirme qu'elle déclare toutes ses fuites non seulement au ministre, mais également publiquement, dans son rapport de développement durable (M. Renault Lortie, DT3, p. 111).

Les installations de GMSE feraient l'objet d'un programme de détection et de réparation des fuites approuvé par le MDDELCC, à qui GMSE devrait fournir un bilan annuel (PR3.1, p. 9-3 et 9-4 ; PR5.1, p. 16 ; DB6, p. 2).

Tableau 4.3 Estimation des émissions de GES du projet de Gaz Métro Solutions Énergie

Sources d'émissions	Quantité (CO_2 éq./an)
Transport du GNL (500 camions)	100 t (camions au GNL) ou 142 t (camions au diésel)
Vaporisateur (14 $MMSm^3$/an)	529 t
Usine de liquéfaction (14 $MMSm^3$/an)	380 t
Évent d'urgence	0,15 t - Potentiellement 1 fois par 5 ans o 7 t Défaillance de vanne o 32 à 64 t Panne de TCE
Purge d'entretien	0,15 t
Émissions fugitives	236 t
Émissions de la construction (annualisées)	185 t (3160 t/17 ans)
Total de la phase d'exploitation	**1 351,15 t**
Total avec transport annualisé	**1 536,15 t**

Sources : adapté de PR3.1, p. 3-26 ; PR5.1, p. 4 ; PR5.2.1, p. 4 ; DQ8.1, p. 2.

Quant à la centrale de TCE, pour 100 heures de production à pleine puissance, son fonctionnement générerait 22 800 t CO_2 éq. auxquelles s'ajouteraient entre 100 et 600 t CO_2 éq. selon que la centrale ait été à l'arrêt entre 8 et 150 heures ou plus avant chaque redémarrage (DQ9.1). C'est à partir de 25 000 t CO_2 éq que les dispositions du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE)[4] s'appliquent.

- *La commission d'enquête constate que les émissions annuelles de gaz à effet de serre liées à l'exploitation du site de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification seraient approximativement de 1 350 t CO_2 éq.*

- *La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie comptabilisera ses émissions de gaz à effet de serre et qu'elles seront compensées par Gaz Métro, S.E.C.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le projet de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. en période de pointe hivernale ajouteraient une quantité négligeable de gaz à effet de serre au bilan annuel du Québec.*

4. « Le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) vise les entreprises des secteurs de l'industrie et de l'électricité qui émettent 25 000 tonnes métriques d'équivalents CO_2 ou plus par année (ex. : alumineries, cimenteries, producteurs d'électricité, etc.), de même que les distributeurs de carburants fossiles qui doivent couvrir les émissions de GES associées à l'ensemble des produits qu'ils distribuent au Québec (essence, carburants diésel, propane, gaz naturel et mazout de chauffage) » (MDDELCC, 2016 : en ligne).

4.4 Les fuites de méthane

En tant que gaz à effet de serre, le méthane possède un potentiel de réchauffement planétaire (PRP) plus important que celui du CO_2, l'unité de référence en matière de changements climatiques. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) révise ce facteur à chacun de ses rapports. Depuis son deuxième rapport, paru en 1997, dans lequel il recommandait un PRP de 21, soit que 1 kg de méthane a le même effet de réchauffement que 21 kg de CO_2, cette unité de référence est passée de 25 en 2007 à 28 en 2013 (BAPE, 2015, rapport n° 315, p. 48).

Le promoteur utilise, tel que l'exige le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* du MDDELCC, un PRP de 21 afin de réaliser son bilan d'émissions de gaz à effet de serre (M. Robert Auger, DT3, p. 71). Le marché du carbone auquel participent le Québec et la Californie utilise également un PRP de 21. Pour la période 2013-2020, le GIEC recommande l'utilisation d'un PRP de 25, ce qu'utilise désormais le ministère dans ses bilans nationaux annuels. Le ministère aurait pour objectif d'intégrer à son règlement le PRP de 25 pour le méthane à compter de 2020 (M. Martin Tremblay, DT3, p. 74 à 76).

- *La commission d'enquête constate que, malgré les ajustements successifs réalisés par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat sur le potentiel de réchauffement planétaire du méthane, la réglementation québécoise et le marché du carbone utilisent un facteur de 21, recommandé en 1997, les bilans nationaux d'émissions de gaz à effet de serre utilisent un facteur de 25, recommandé en 2007, alors que les plus récentes données, publiées en 2013, suggèrent un facteur de 28.*

Chapitre 5 La justification du projet

Le projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour s'inscrit dans un contexte de planification des besoins en électricité de pointe, pour lesquels Hydro-Québec doit à la fois évaluer l'évolution ainsi que la nature des besoins éventuels, mais également statuer sur la façon dont elle prévoit y répondre.

Ce chapitre décrit l'évolution des besoins en électricité de pointe, les méthodes d'estimation de la demande future utilisées par Hydro-Québec, les solutions qui ont été mises de l'avant par le passé pour y répondre ainsi que le contexte dans lequel se situe le projet actuel, soit celui d'approvisionner la centrale TransCanada Energy Ltd. (TCE). Dans un premier temps, il convient d'exposer le fonctionnement d'Hydro-Québec qui est à l'origine du besoin de 500 MW en puissance, lequel a été confirmé par la Régie.

5.1 Les divisions d'Hydro-Québec

La société d'État, dont l'unique actionnaire est le gouvernement du Québec, possède une capacité de production de 36 912 MW (Hydro-Québec, 2016c : en ligne). Elle est composée de quatre divisions administratives consacrées à la production, à la distribution, au transport à haute puissance et aux équipements. Cette division, souvent appelée « séparation fonctionnelle » a permis à Hydro-Québec de s'ouvrir aux « nouvelles occasions d'affaires sur le marché du nord-est américain ». (Hydro-Québec, 2016d : en ligne). Bien qu'Hydro-Québec soit composée de quatre divisions, elle ne constitue en soi qu'une seule et même personne morale.

5.1.1 Hydro-Québec Production (HQ Production)

Créée en 2000, dans la foulée de l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie,* HQ Production produit de l'électricité pour approvisionner le marché québécois et commercialise les surplus disponibles. Son parc de production compte 61 centrales hydroélectriques et 1 centrale thermique. HQ Production fournit à Hydro-Québec Distribution l'électricité patrimoniale, c'est-à-dire l'électricité de base dont les Québécois ont besoin, soit 37 442 MW en puissance et un bloc de 165 TWh par année au prix de 2,88 ¢/kWh (Hydro-Québec, 2015a : en ligne ; DB16, p. 1). Pour ce faire, elle réserve 178,9 TWh, afin de prendre en compte les pertes attribuables au transport dans l'acheminement de l'électricité patrimoniale. Au-delà de ce volume, elle vend sa production au Québec, dans le cadre des appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution, et, hors Québec, sur les marchés de gros du nord-est du continent (Hydro-Québec, 2016e : en ligne ; DQ4.1, p. 2).

5.1.2 Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution)

Créée elle aussi en 2000, cette division a la responsabilité d'assurer la fiabilité du réseau de distribution et la sécurité de l'approvisionnement en électricité du marché québécois. Cela se traduit par une double responsabilité. D'une part, auprès de la Régie de l'énergie, HQ Distribution doit démontrer qu'elle dispose de suffisamment de ressources pour :

- satisfaire les besoins de la clientèle québécoise ;
- faire face aux aléas climatiques (température extrême de l'hiver) et aux variations de la demande ;
- pallier d'éventuelles pannes des ressources disponibles en vertu du contrat patrimonial avec HQ Production et des contrats de HQ Distribution avec des tiers.

D'autre part, auprès de la North American Electric Reliability Corporation (NERC)[5] et du Northeast Power Coordinating Council (NPCC)[6], HQ Distribution doit également démontrer, en plus des trois objectifs précédents, que le Québec dispose de suffisamment de ressources pour respecter ses engagements à l'égard des zones limitrophes du Québec.

HQ Distribution exploite une centrale hydroélectrique et 24 centrales thermiques dans les régions éloignées du réseau (DQ44.1). Pour répondre à la demande excédant le volume d'électricité patrimoniale fourni par HQ Production ou pour répondre à des besoins de puissance, HQ Distribution doit conclure des contrats d'approvisionnement en procédant par appels d'offres auprès des fournisseurs d'électricité intéressés (Hydro-Québec, 2016f : en ligne).

5.1.3 Hydro-Québec TransÉnergie

Créée en 1997, Hydro-Québec TransÉnergie exploite le réseau de transport d'électricité et gère les mouvements d'énergie sur le territoire québécois. Cette division coordonne la fiabilité des réseaux de transport d'électricité au Québec et commercialise les capacités de transit. Son réseau de transport comprend les 34 272 km de lignes et 533 postes. Des interconnexions qui permettent des échanges d'électricité avec les provinces atlantiques, l'Ontario et le nord-est des États-Unis s'ajoutent à ce réseau. Au Québec, les activités de la division sont réglementées par la Régie de l'énergie, qui fixe les tarifs en fonction du coût du service (Hydro-Québec, 2014 : en ligne).

5.1.4 Hydro-Québec Équipement

Hydro-Québec Équipement conçoit et met en œuvres les projets de réfection, d'aménagement et de construction des équipements de production et de transport d'électricité pour Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie.

5. North American Electric Reliability Corporation : corporation américaine dont le mandat est d'assurer la fiabilité du réseau de l'Amérique du Nord.
6. Northeast Power Coordinating Council : conseil régional dont le mandat est d'assurer la fiabilité du réseau du nord-est.

C'est également cette division qui fournit les produits et « les services nécessaires, notamment en matière de gestion immobilière, d'acquisitions, de transport et de gestion du matériel » (Hydro-Québec, 2016g : en ligne).

Marketing d'énergie HQ inc.

Marketing d'énergie HQ (MEHQ) est une filiale de HQ Production. Cette filiale « est responsable de réaliser des transactions d'énergie au Canada hors Québec » (Hydro-Québec, 2011 : en ligne).

5.2 Les décisions de la Régie et leurs implications pour le projet

La Régie de l'énergie doit, dans l'exercice de ses fonctions, s'assurer de la « conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif » (RLRQ c.R-6.01). Pour ce faire, elle possède une compétence exclusive, notamment afin de fixer ou de modifier les conditions auxquelles l'électricité est fournie par le distributeur, de « surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants » ainsi que de faire l'examen des plaintes de consommateurs (RLRQ c.R-6.01).

En mai 2015, Hydro-Québec Distribution a demandé à la Régie de l'énergie d'approuver son protocole d'entente d'avril 2015 avec TCE et leur future entente finale afin d'utiliser la centrale de ce dernier en période de pointe hivernale pour répondre à des besoins de puissance (Régie de l'énergie, 2015 : en ligne). Cette utilisation n'était pas prévue à l'entente qui lie Hydro-Québec à TCE depuis 2007 pour la production d'énergie de base, ce qui exigeait qu'elle soit modifiée (DB28).

Dans une première décision rendue en octobre 2015, la Régie de l'énergie accédait à la demande d'Hydro-Québec, approuvait les ententes et l'autorisait ainsi à utiliser la centrale en période de pointe hivernale afin de subvenir à son besoin de puissance, établi à 500 MW (Régie de l'énergie, 2015 : en ligne). Cependant, le 30 novembre 2015, le Regroupement des organismes environnementaux en énergie déposait une demande de révision et de révocation de cette décision auprès de la Régie de l'énergie en raison d'un vice de fond (DD1, p. 12). Ce vice allégué par le regroupement porte sur le fait que la décision de la Régie mentionnait que la demande d'Hydro-Québec d'utiliser la centrale de TCE pour répondre à un nouveau besoin de puissance « ne nécessitait pas de recourir à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la *Loi* [*sur la Régie de l'énergie*] » (*ibid.*, p. 12). Une seconde formation de la Régie de l'énergie a accueilli cette demande et l'audience s'est tenue les 18 et 19 février 2016.

Dans sa décision rendue le 5 juillet 2016, cette seconde formation mentionne qu'elle « est d'avis que la première formation a commis des erreurs de droit constituant des vices de fond de nature

à invalider la Décision [d'octobre], en concluant que l'appel d'offres n'était pas requis » (*ibid.*, p. 32). Elle appuie sa décision sur le fait qu'à « l'exception des cas de dispense prévus à l'article 74.1 de la *Loi [sur la Régie de l'énergie]* et d'achats dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité en vertu de l'article 74.3 de la Loi, le législateur n'accorde au Distributeur qu'un seul moyen d'approvisionnement permettant de satisfaire les besoins extrapatrimoniaux, soit celui de l'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la *Loi* » (*ibid.*, p. 33 et 34). Par conséquent, la Régie de l'énergie conclut que la décision d'octobre 2015 est « entachée de vices de fond de nature à l'invalider » et révoque ses conclusions quant au protocole d'entente ainsi qu'à l'entente finale intervenus entre Hydro-Québec et TCE (*ibid.*, p. 48).

Pour expliquer les conséquences de cette décision, le porte-parole d'Hydro-Québec mentionnait en audience que la Régie de l'énergie, sans remettre en question le besoin de puissance ni l'utilisation potentielle de la centrale de TCE, lui « demande de procéder par appel d'offres » pour obtenir cette puissance ou par d'autres moyens prévus à la *Loi sur la Régie de l'énergie*, y compris la gestion de la demande. Cependant, il ajoutait qu'en raison d'une clause d'exclusivité, TCE ne pourrait pas soumissionner à un autre appel d'offres afin de fournir la puissance recherchée à l'aide de sa centrale de Bécancour. Hydro-Québec procédait cependant à l'analyse de cette décision afin d'en cerner tous les aspects légaux sous-jacents pour déterminer « quelles sont nos alternatives pour les suites à donner ». Au regard du projet de GMSE, il ajoutait qu'en raison de cette décision, la Régie de l'énergie ne permettait pas à Hydro-Québec d'être cliente de Gaz Métro (M. Richard Lagrange, DT4, p. 5, 7, 8, 12 et 67). Néanmoins, en audience, GMSE et Hydro-Québec ont soutenu qu'ils n'abandonnaient pas le projet malgré cette décision de la Régie de l'énergie (M. David St-Pierre, DT4, p. 4 ; M. Richard Lagrange, *ibid.* p. 5 et 31).

Dans son mémoire d'août 2016 préparé dans le cadre de l'examen du projet de loi 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant certaines dispositions législatives*, Hydro-Québec a fait référence explicitement au projet de GMSE pour expliquer aux parlementaires les difficultés que lui a posées la décision de la Régie. C'est pourquoi Hydro-Québec a demandé au législateur d'autoriser désormais la Régie de l'énergie à « permettre à HQ, dans ses activités de distribution d'électricité, de ne pas avoir à s'engager dans un processus d'appel d'offres, si des options moins coûteuses lui sont disponibles » (DB38, p. 6).

La modification suggérée aurait pour effet de permettre à HQ [Distribution] de faire valoir à la Régie les raisons qui militent en faveur d'une solution d'approvisionnement plus avantageuse pour ses clients que celle d'un appel d'offres au marché (*Id.*).

5.2.1 La justification du projet de GMSE

Le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* exige des initiateurs de projets assujettis qu'ils en décrivent les objectifs (RLRQ, c. Q-2, r. 23). GMSE base la justification de son projet ainsi que son emplacement uniquement sur le besoin exprimé par HQ Distribution, qui se définit comme responsable de l'approvisionnement en gaz naturel de la centrale en vertu du contrat conclu avec TCE. HQ Distribution estime en effet qu'un nouvel

approvisionnement de la centrale serait nécessaire pour qu'elle produise les 570 MW recherchés en période de pointes hivernales (PR3.3, p. 2).

Devant le refus par la Régie de l'énergie d'approuver les ententes entre Hydro-Québec et TCE, la raison d'être du projet de GMSE disparaît de façon formelle même si, dans les faits, les partenaires affirment vouloir le poursuivre. À savoir si le projet pourrait desservir d'autres clients, son porte-parole a répondu que ce « projet est assez spécifique, centré sur les besoins d'Hydro-Québec pour utiliser cette centrale » (M. David St-Pierre, DT4, p. 22).

- *La commission d'enquête constate que la décision de la Régie de l'énergie qui permettait à Hydro-Québec d'utiliser la centrale de TransCanada Energy Ltd. pour répondre à ses besoins de puissance de pointes hivernales a été révoquée le 5 juillet 2016 avec pour conséquence d'obliger Hydro-Québec Distribution à obtenir cette puissance par appel d'offres ou par les autres moyens légaux prévus à la* Loi sur la Régie de l'énergie.

- *La commission d'enquête constate qu'en raison d'une clause d'exclusivité au contrat actuellement en vigueur entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Ltd., cette dernière ne peut utiliser sa centrale de Bécancour pour participer à de nouveaux appels d'offres avec Hydro-Québec ou d'autres partenaires.*

- *La commission d'enquête constate l'absence de la justification légale du projet de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. soit de répondre au besoin d'Hydro-Québec d'approvisionner la centrale de TransCanada Energy Ltd. pour la production de puissance en périodes de pointes hivernales, une conséquence de la décision de la Régie de l'énergie du 5 juillet 2016 déclarant irrecevable la demande d'approbation d'Hydro-Québec Distribution dans ce dossier.*

- *La commission d'enquête constate que, devant le refus de la Régie de l'énergie d'autoriser le projet d'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. en période de pointes hivernales, Hydro-Québec a demandé au législateur de modifier la* Loi sur la Régie de l'énergie *afin de permettre à Hydro-Québec Distribution de ne pas avoir à s'engager dans un processus d'appel d'offres si des options moins coûteuses lui sont disponibles.*

5.3 Le GNL : un marché ouvert

Le marché du GNL n'est pas réglementé par la Régie de l'énergie. Depuis quelques années, de nouveaux acteurs qui tentent de se positionner dans ce nouveau maillon de la chaîne du gaz naturel apparaissent, d'autant plus facilement que les prix ne sont pas fixés par la Régie (HEC Montréal, 2015 : en ligne).

Quelques entreprises au Québec, dont GMSE et Gaz Métro GNL, font partie de ces nouveaux acteurs qui veulent commercialiser du gaz naturel liquéfié. Depuis quelques années, on assiste en effet à un engouement pour l'utilisation du gaz naturel dans des secteurs faisant traditionnellement usage d'autres carburants fossiles pour diverses raisons économiques ou environnementales. La commercialisation du gaz naturel passe aussi, pour les clients non

connectés au réseau de distribution, par des usines de liquéfaction (celle de Gaz Métro est la seule au Québec, mais d'autres sont projetées) et le transport par des flottes de véhicules spécialisés. Aussi, « que ce soit pour des usages directs du GNL ou après une regazéification de ce produit d'hydrocarbure, les nouveaux marchés visés sont les camions lourds, les navires, les locomotives, et les clients industriels », comme c'est le cas dans le cadre de ce projet (*ibid.*).

Toutefois, tel que le mentionnent les HEC dans une étude réalisée pour l'évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures, ce récent phénomène d'utilisation du gaz naturel liquéfié, son transport, son entreposage près des besoins d'usage, et, finalement, sa regazéification pour son utilisation comme gaz naturel classique sous forme gazeuse ne constituent pas « un marché mature ». « Les noms et le nombre d'acteurs au sein de la chaîne de création de valeur du gaz naturel au Québec sont en constante évolution depuis quelques années. Il faudra suivre cette industrie naissante attentivement pour ensuite établir le potentiel de valorisation de la ressource » (HEC Montréal, 2015 : en ligne).

- *La commission d'enquête constate que le marché du gaz naturel liquéfié n'est actuellement pas réglementé par la Régie de l'énergie.*

5.4 La réservation par gazoduc

Des participants ont soulevé la possibilité d'alimenter la centrale directement à même le réseau de gaz naturel auquel la centrale est déjà raccordée, plutôt qu'avec du GNL (AV3, p. 1). À plusieurs reprises au cours de l'audience, GMSE a réitéré que le réseau de Gaz Métro du parc industriel avait la capacité d'alimenter la centrale (M. Renaud Lortie, DT1, p. 83). La Politique énergétique prévoit même une augmentation éventuelle de 10 % de la capacité du réseau provincial pour permettre la réalisation de certains projets industriels (M. Richard Sirois, DT3, p. 142). Les inconvénients de cette option résident principalement dans l'obligation de réserver sur une base annuelle une capacité de transport sur le réseau à l'entrée du Québec, et dans le coût d'un approvisionnement en période de pointe de consommation :

> Il faut revenir à la compréhension d'un besoin de pointe et d'un besoin en continu. Cette solution-là, pour nous, effectivement de dégager le goulot d'étranglement d'approvisionnement gazier vers notre franchise, va adresser des besoins en continu, 365 jours par année, de transport de gaz naturel vers notre franchise. Ça ne vient pas solutionner du tout une exigence de pointe.
> (M. Renault Lortie, DT3, p. 143)

Avant d'être distribué aux clients, le gaz naturel qui arrive au Québec est d'abord transporté via les infrastructures de TransCanada Pipeline (TCPL), de Champion Pipeline (Abitibi), d'Enbridge (Outaouais) ou de TransQuébec Maritime (territoire québécois). Le gaz naturel consommé sur le territoire québécois est essentiellement acheté aux sites d'entrées de Dawn, au sud de

l'Ontario, ou d'Empress, en Alberta, et il passe principalement par deux distributeurs, soit Gaz Métro et Gazifère[7] (HEC Montréal, 2015 : en ligne).

La demande en gaz naturel pour le Québec en 2014 a atteint 5,98 milliards de mètres-cube (m^3), soit en moyenne 16,38 millions m^3/jour (*ibid.*). À la pointe hivernale, lors des grands froids, les besoins sont toutefois estimés au double, soit à environ 33 millions de m^3/jour (Régie de l'énergie 2014, p. 40). Cette demande accrue pour l'ensemble du réseau gazier, ainsi que le mode de réservation des quantités de gaz naturel, rend alors difficile l'approvisionnement direct de la centrale de TCE.

En effet, pour s'assurer d'un approvisionnement régulier en gaz naturel, une entreprise doit réserver une capacité suffisante de transport de la molécule auprès d'un distributeur, qui lui garantit alors un volume de gaz. Les besoins de pointe peuvent être satisfaits en gaz naturel acheté sur le marché « spot », qui ne représente cependant pas un approvisionnement garantie. Pour garantir un volume donné à un tiers, un distributeur doit réserver cette quantité dans son volume quotidien et cette réservation se paie de façon annuelle auprès de courtiers.

Selon GMSE, pour assurer la fiabilité d'un approvisionnement en gaz naturel à la centrale de TCE pour répondre à ses besoins de pointe (3 Mm^3/jour), il faudrait ainsi réserver, et donc payer, une capacité de transport d'une quantité de gaz naturel de cette importance pour toute l'année. De plus, si cette quantité représente une capacité de transport additionnelle sur le réseau, le client doit prévoir une période d'attente d'un minimum de trois ans, signer un contrat d'une durée minimale de quinze ans et fournir une garantie financière pour couvrir les coûts de tout nouvel équipement (DQ21.1, p. 2). TCE avait conclu un contrat de ce type pour alimenter sa centrale à l'époque où on prévoyait qu'elle fonctionnerait toute l'année. Mais ce contrat a été résilié par TCE et HQ en 2009. La décision de revendre le contrat de transport a permis une diminution du coût annuel pour Hydro-Québec de l'ordre de 10 à 14 M$ pour la suspension permanente des activités (DQ20.2, p. 2).

Au sujet du coût de la réservation de transport et distribution, TCE a affirmé qu'il lui en a coûté 20 M$ en 2007 pour la réservation de transport et la livraison du volume de gaz nécessaire à la production de sa centrale, laquelle peut consommer jusqu'à 3 Mm^3/jour. Il s'agissait alors d'un contrat de long terme pour de l'énergie de base. Les 20 M$ mentionnés n'incluent toutefois pas le coût de la molécule (DQ19.1, p. 2). Dix ans plus tard, HQ Distribution établit le coût de la réservation du transport à partir de la grille tarifaire de TCPL à « un peu plus de 30 millions » (DQ45.1, p. 2).

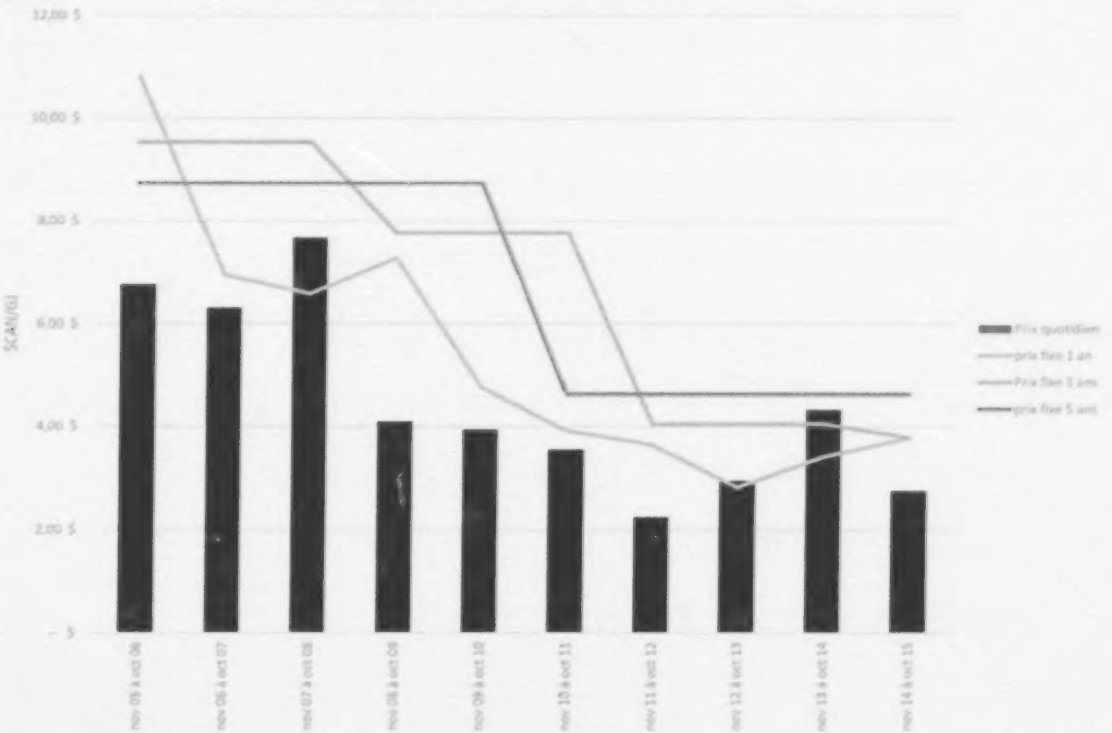
7. Gazifère est une compagnie privée, filiale d'Enbridge Gas Distribution. Implantée depuis 1959 en Outaouais, Gazifère est l'un des deux distributeurs de gaz naturel au Québec. L'entreprise dessert plus de 41 500 clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels, et possède 931 km de réseau gazier. Gazifère est titulaire d'une franchise en vigueur jusqu'en 2031, dessert le territoire situé entre Fort-Coulonge, Montebello et Grand-Remous. Présentement, le territoire de distribution couvre la ville de Gatineau, soit les secteurs de Hull, d'Aylmer, de Gatineau, de Masson-Angers et de Buckingham (Gazifère, 2016 : en ligne).

5.4.1 Le prix du gaz naturel

Selon Hydro-Québec, le deuxième argument qui soutient l'approvisionnement en GNL de la centrale au lieu de la réservation de transport ferme de gaz dans le réseau, est la réduction de son exposition « à la volatilité des prix de la molécule de gaz sur les marchés, durant les périodes hivernales de pointe pour la distribution de gaz pendant lesquelles le prix du gaz est maximal et imprévisible. Hydro-Québec évalue également que cette option lui procure de l'électricité et de la puissance à meilleur coût que les marchés à court terme » (PR3.1, p. 2-2).

L'étude des prix du gaz naturel des dernières années démontre pourtant une tendance à la baisse du prix, tel que le présente la figure 7 élaborée à partir d'un tableau fourni par Gaz Métro. Cette diminution est principalement attribuable à l'augmentation de la production, donc de l'offre globale de gaz naturel en Amérique du Nord, en particulier sur le marché étatsunien.

Figure 7 Le prix du gaz naturel à AECO (2005-2015)

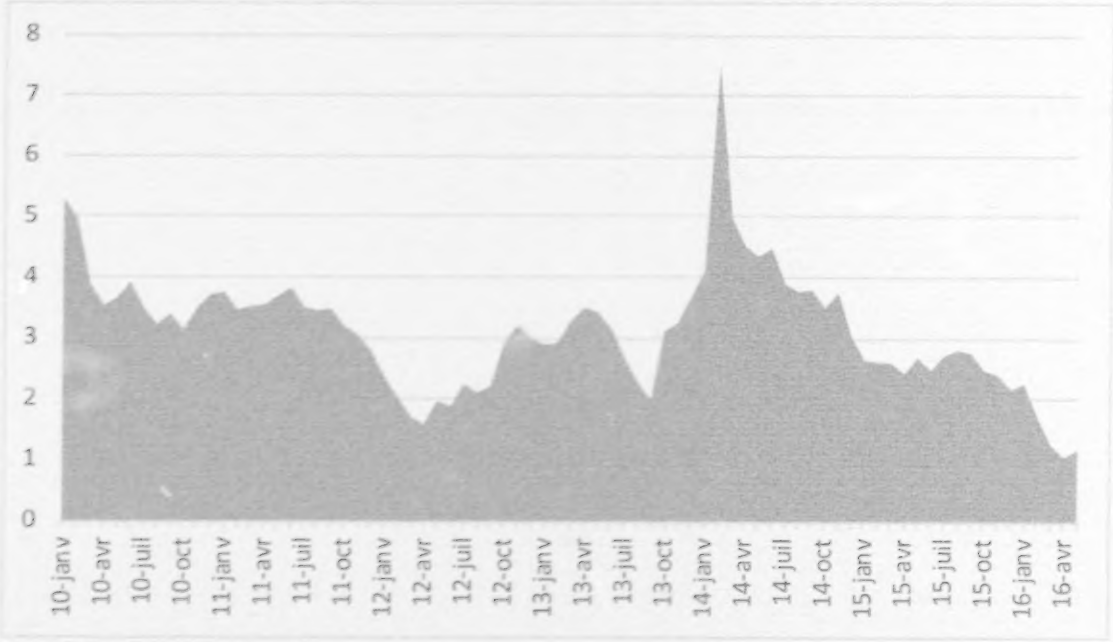


Source : DQ6.1.1, p. 2.

L'analyse plus détaillée des prix des dernières années (2010-2016) démontre elle aussi une diminution moyenne des prix observés chaque mois (figure 8). L'analyse statistique de ces prix par régression linéaire ne démontre toutefois pas de tendance différente des prix lors de la période hivernale (décembre, janvier et février).

Si les variations de prix mensuelles sont une réalité, c'est principalement la tendance à la baisse des prix sur le long terme qui caractérise l'évolution du prix du gaz naturel au cours des dernières années.

Figure 8 Le prix du gaz naturel (2010-2016), moyenne du prix « spot » quotidien



Source : adaptée de DQ6.1.1., p. 4-5.

- *La commission d'enquête constate que l'approvisionnement garanti de la centrale de TransCanada Energy Ltd. par gazoduc pour une production d'électricité lors des pointes hivernales nécessiterait la réservation de transport et de distribution d'une quantité de gaz sur une base annuelle, même si ces dernières ne seraient requises qu'à un moment précis de l'année et pour une durée 100 à 300 heures. Hydro-Québec évalue à un peu plus de 30 M$ le montant d'une réservation du transport à long terme, selon la grille tarifaire de TransCanada Pipeline.*

- *La commission d'enquête constate qu'il y a une variation mensuelle des prix du gaz naturel. Toutefois, cette variation n'indique pas clairement une hausse marquée du prix pour les mois d'hiver au cours des dernières années (2010-2016). L'analyse démontre en effet que le prix du gaz naturel n'est pas toujours à son maximum durant ces périodes et que les prix affichés au cours des cinq dernières années présentent plutôt une tendance à la baisse.*

5.5 Les besoins en électricité

5.5.1 Méthodes d'estimation et de projection des besoins

Tous les trois ans, HQ Distribution produit un plan d'approvisionnement qui réunit les prévisions des besoins en électricité pour les dix années suivantes. Celui-ci prend en compte les mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre et l'ensemble des moyens nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement du Québec en électricité. Le plan est présenté à la Régie de l'énergie, qui doit l'examiner et l'approuver. En 2013, HQ Distribution a soumis son plan d'approvisionnement 2014-2023 à la Régie. Le suivi annuel du plan est assuré par un rapport sur son état d'avancement (DQ31.1 ; Hydro-Québec, 2015b : en ligne).

Depuis 2013 et en prévision de la production de son Plan d'approvisionnement 2014-2023, Hydro-Québec intègre une prévision de court et de long terme des besoins en énergie et en puissance pour les secteurs résidentiel, agricole, industriel, commercial et institutionnel. Sa prévision est basée sur des modèles économétriques et sur des modèles statistiques, qui remplacent les modèles utilisés pour les dossiers tarifaires et les plans d'approvisionnement antérieurs. Les variables étudiées[8] sont nombreuses et permettent de tenir compte de l'aspect comportemental de la clientèle, contrairement aux anciens modèles technico-économiques utilisés. Ces modèles doivent également permettre à HQ Distribution de s'adapter plus rapidement aux changements conjoncturels ou structurels (DB8.4, p. 3 et 4).

Lors du prochain plan d'approvisionnement, HQ Distribution réalisera également, et ce, pour la première fois, un plan de suivi de performance prévisionnelle, qui mesure les écarts entre les ventes prévues et les ventes réelles (*ibid.*, p. 19).

- *La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec Distribution utilise actuellement de nouveaux modèles de prévisions de la demande d'énergie et de puissance, lesquels sont susceptibles d'améliorer la précision de ses prévisions.*

- *La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec Distribution réalisera un suivi de performance prévisionnelle pour son prochain plan d'approvisionnement prévu pour 2024, lequel affinera sa compréhension des écarts entre les besoins prévus et les ventes réalisées.*

5.5.2 Les besoins en énergie

« Les bilans en énergie et en puissance présentent des situations différentes auxquelles HQ [Distribution] doit faire face [...]. Le bilan en énergie [tableau 5.1] présente des surplus sur l'ensemble de l'horizon de planification, alors que le bilan en puissance [tableau 5.2] présente des déficits qui nécessitent l'acquisition de moyens de long terme additionnels » (DQ20.2, p. 6 et 7).

8. Les données utilisées sont les données climatiques historiques, les données démographiques et économiques, les ventes réelles et historiques, le nombre d'abonnements, des informations en provenance des grandes entreprises, celles concernant les interventions en efficacité énergétique ainsi que les données sur les équipements résidentiels et commerciaux (DB8.4).

Tableau 5.1 Bilan en énergie (TWh)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le plan d'approvisionnement	**188,1**	**184,9**	**186,2**	**187,4**	**188,8**	**190,9**	**190,1**	**191,4**	**192,8**
Besoins révisés	**184,4***	**181,1***	**181,1***						
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
HQ - Base, cyclable et retours d'énergie	4,3	3,3	3,3	3,3	3,5	4,0	4,0	4,3	4,5
TransCanda Energy	–	–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	8,3	9,4	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Biomasse et petite hydraulique	1,9	2,0	2,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Achats d'énergie	3,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,3
Surplus	**(8,5)**	**(9,0)**	**(9,3)**	**(9,7)**	**(8,7)**	**(7,3)**	**(8,2)**	**(7,4)**	**(6,5)**
Surplus révisés	**(11,9)***	**(12,6)***	**(13,1)***						

*Les données du tableau « Bilan en énergie » déposé sous la cote DQ4.1 pour les années 2015, 2016 et 2017 ont été modifiées par le document *Approvisionnement en électricité*, déposé par Hydro-Québec Distribution dans la demande tarifaire R-3980-2016, le 28 juillet 2016.

Sources : adapté de DQ4.1 ; Hydro-Québec, 2016h : en ligne.

Selon HQ Distribution, les besoins en énergie ne seront que légèrement à la hausse d'ici 2023, notamment en raison d'une diminution de la demande des grandes entreprises du secteur industriel, et du ralentissement de la demande des secteurs résidentiel et agricole (Hydro-Québec, 2016h : en ligne ; Hydro-Québec, 2016i : en ligne ; DQ4.1, p. 2).

- *La commission d'enquête constate que les besoins en énergie évalués par Hydro-Québec dans son Plan d'approvisionnement 2014-2023 sont en légère augmentation pour la période 2015-2023, mais que les récentes prévisions de la société d'État présentées dans sa dernière demande tarifaire font plutôt état d'une diminution des besoins pour les années 2016 et 2017.*

- *La commission d'enquête constate que, d'ici 2023, Hydro-Québec prévoit un surplus d'énergie chaque année et que, pour les années 2015, 2016 et 2017, ces surplus seront plus importants que prévu dans le plan d'approvisionnement 2014-2023.*

5.5.3 Les besoins en puissance

La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est étroitement liée à celle de la prévision des besoins en énergie. En effet, plus les besoins en énergie sont grands, plus les besoins complémentaires en puissance à la pointe augmentent. De la même façon, une diminution des besoins en énergie permet de diminuer la puissance requise à un moment particulier.

HQ Distribution soutient que la consommation en période de pointe est appelée à augmenter au cours des prochaines années (2015-2023), tel que l'indique son bilan en puissance (tableau 5.2) (Hydro-Québec, 2015b : en ligne). La hausse de la puissance requise au cours des prochaines années s'explique, selon Hydro-Québec, par les variables démographiques ainsi que par une hausse de la consommation du secteur résidentiel et agricole, tel que l'indique le tableau 5.4 (Hydro-Québec, 2013 : en ligne et DD4).

La croissance prévue dans le dernier plan d'approvisionnement 2014-2023, soit sur 8 ans, est d'en moyenne 0,7 % annuellement, pour une augmentation totale des besoins à la pointe de 5,88 % pour la période. Le taux de réserve, de 9,42 % en 2015-2016, augmentera de 1 % pour atteindre 10,44 % en 2023. Les besoins à la pointe prévus, y compris le taux de réserve, sont donc, selon ces projections, de 44 496 MW en 2023, en augmentation de 6,87 % par rapport aux besoins prévus en 2015-2016 (tableau 5.2).

Par contre, la révision des besoins déposée par HQ Distribution dans la demande tarifaire R-3980-2016 du 28 juillet 2016 modifie sensiblement le portrait pour l'année 2016-2017. Comme l'indique le tableau 5.3, les nouveaux besoins exprimés par HQ Distribution s'élèvent à 41 087 MW, incluant la réserve. Selon le tableau 5.2, la division dispose de sources d'approvisionnement totalisant 41 315 MW, ce qui dégage un surplus de 228 MW, alors qu'elle prévoyait un déficit en puissance de 850 MW, soit un écart de 1 078 MW en moins. Il faut noter que le bilan de puissance de l'année 2016-2017 n'inclut pas les 570 MW attendus du contrat avec TCE (Hydro-Québec, 2016h : en ligne). Si la tendance devait se maintenir et que les 570 MW de TCE devaient être disponibles, tel que le prévoyait le bilan en puissance, HQ Distribution serait vraisemblablement devant un autre surplus.

L'analyse des besoins en énergie tend à confirmer qu'une tendance à la baisse de la consommation serait en train de se produire. Un chiffre l'illustre mieux que tout autre, soit la part des besoins patrimoniaux inutilisée. Alors que le bilan en énergie (tableau 5.1) prévoit des surplus d'énergie patrimoniale qui seront inutilisés de 8,5 TWh en 2015, de 9 TWh en 2016 et de 9,3 TWh en 2017, les nouveaux chiffres déposés par HQ Distribution dans le cadre de la cause R-3980-2016 (Hydro-Québec, 2016h : en ligne) indiquent plutôt des surplus inutilisés d'énergie patrimoniale de 11,9, 12,6 et de 13,1 TWh pour les mêmes années. Ces surplus auraient été encore plus élevés à l'hiver 2016-2017, n'eût été de la suspension ou du report de plusieurs petits projets de centrales de cogénération et de parcs éoliens (*ibid.* p. 7), lesquels devraient être rendus disponibles au cours de l'année suivante.

Tableau 5.2 Bilan en puissance du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (MW)

	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Besoins à la pointe du Plan	**38 049**	**38 498**	**38 774**	**39 131**	**39 447**	**39 640**	**39 962**	**40 288**
+ Réserve pour critère de fiabilité	3 585	3 663	3 895	4 087	4 120	4 141	4 174	4 208
Besoins à la pointe, réserve incluse	**41 634**	**42 161**	**42 669**	**43 218**	**43 567**	**43 781**	**44 136**	**44 496**
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
HQP – Base, cyclable et retours d'énergie	**600**	**600**	**600**	**650**	**900**	**900**	**1 000**	**1 000**
TransCanada Energy	–	–	**570**	**570**	**570**	**570**	**570**	**570**
Autres contrats de long terme	**1 366**	**1 673**	**1 972**	**1 986**	**1 986**	**1 986**	**1 986**	**1 986**
•Éolien[2]	**1 067**	**1 336**	**1 484**	**1 484**	**1 484**	**1 484**	**1 484**	**1 484**
•Biomasse et petite hydraulique	**299**	**337**	**487**	**502**	**502**	**502**	**502**	**502**
Gestion de la demande en puissance	**1 350**	**1 050**	**1 050**	**1 075**	**1 125**	**1 150**	**1 150**	**1 150**
•Électricité interruptible	1 290	850	850	850	850	850	850	850
•Électricité interruptible (option)	1 140	850	850	850	850	850	850	850
•Contrats d'interruptible : Alouette	150	–	–	–	–	–	–	–
•Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
Abaissement de tension	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**
Transactions de court terme réalisées (A/O 2014-01)	**500**	**300**	**50**	–	–	–	–	–
Appel d'offres long terme (A/O 2015-01)	–	–	–	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
Puissance supplémentaire requise (besoins arrondis au 50 MW près)	**150**	**850**	**1 300**	**750**	**800**	**1 000**	**1 250**	**1 600**

Sources : DQ4.1.1, p. 2 ; Hydro-Québec, 2015b : en ligne.

Tableau 5.3 Besoins en puissance (Demande tarifaire 2016)

BESOINS EN PUISSANCE	Hiver 2016-2017 en MW (année témoin)
BESOINS COURANTS DU DISTRIBUTEUR	**37 630**
Plus réserve requise	3 457
Taux de réserve	9,2 %
Moins électricité patrimoniale (réserve incluse)	37 442
BESOINS POST PATRIMONIAUX	**3 645**
Besoins totaux	41 087
Puissance patrimoniale et autres sources	41 315
Surplus	(228)

Source : adapté de Hydro-Québec, 2016h : en ligne.

Tableau 5.4 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (en MW)

	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Croissance MW	2012-2022 taux annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques[1]													
Chauffage résidentiel et agricole	11 231	11 418	11 581	11 748	11 916	12 068	12 214	12 353	12 479	12 595	12 704	1 474	1,2 %
Chauffage commercial et institutionnel	3 546	3 602	3 652	3 696	3 735	3 767	3 794	3 817	3 838	3 855	3 871	325	0,9 %
Eau chaude résidentielle et agricole	1 840	1 861	1 879	1 899	1 918	1 934	1 950	1 965	1 979	1 990	2 002	162	0,8 %
Industriel – PME	1 533	1 517	1 518	1 517	1 527	1 537	1 547	1 558	1 568	1 579	1 589	56	0,4 %
Industriel – Grandes entreprises	7 174	6 888	6 859	6 531	6 600	6 715	6 803	6 873	6 781	6 828	6 895	-279	-0,4 %
Autres usages	12 074	12 233	12 389	12 658	12 804	12 753	12 823	12 880	12 96	13 115	13 227	1 153	0,9 %
Besoins courants du distributeur *(besoins visés par le plan)*	**37 397**	**37 519**	**37 879**	**38 049**	**38 498**	**38 774**	**39 131**	**39 447**	**39 640**	**39 962**	**40 288**	**2 891**	**0,7 %**
Impact des conditions climatiques[1]	1 475	1 303	643										

Source : DD4, p. 10.

- *La commission d'enquête constate que les besoins de puissance évalués par Hydro-Québec dans son dernier plan d'approvisionnement sont en légère croissance pour la période 2015-2023. Cependant, les nouvelles prévisions d'Hydro-Québec Distribution pour l'année 2016-2017 indiquent que le Québec s'acheminerait vers un surplus de puissance de 228 MW plutôt que vers le déficit anticipé de 850 MW.*

5.5.4 Critère de fiabilité et réserve

Pour assurer une réponse adéquate aux besoins de pointe de sa clientèle, HQ Distribution doit disposer d'une réserve suffisante pour faire face aux aléas de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est inscrite au bilan en puissance présenté plus haut. Elle est établie de manière à ce que le critère de fiabilité en puissance du NPCC soit respecté et est approuvée par la Régie (DQ20.2, p. 7 ; Hydro-Québec, 2015b : en ligne)[9]. Les besoins en puissance sont souvent difficiles à prévoir et ils influencent le taux de réserve à la hausse ou à la baisse. La réserve utilisée pour respecter le critère de fiabilité est associée à l'aléa climatique, à l'aléa sur la prévision des besoins et aux aléas sur les moyens d'approvisionnement disponibles (ex. : taux de panne de la production). Le taux de réserve a d'ailleurs été augmenté au cours des dernières années, principalement en lien avec l'aléa sur la prévision des besoins, mais HQ Distribution l'a révisée à la baisse dans ses prévisions pour l'année 2016-2017 (DQ31.1, p. 6 ; Hydro-Québec, 2016h : en ligne).

Les règles du NPCC sur la réserve ne permettent pas d'y inclure la disponibilité historique des marchés de court terme (Canada et États-Unis) pour respecter le critère de fiabilité. HQ Distribution planifie et sécurise donc ses approvisionnements en puissance en fonction de l'état actuel et anticipé des marchés de puissance, et non en fonction d'un historique d'approvisionnement. Elle procède ainsi à des appels d'offres au cours de l'automne, afin de combler ses besoins de court terme (DQ20.2).

Or, l'historique des disponibilités indique qu'il existe des quantités de puissance disponibles sur le marché lors des pointes hivernales du Québec et qu'HQ Distribution y a eu recours à plusieurs reprises au cours des dernières années (DQ4.1, p. 4). Les règles du NPCC ne permettent toutefois pas de prendre ces disponibilités en considération, car elles sont possiblement jugées « non fiables ».

De plus, HQ Distribution soutient que le marché de court terme est restreint et que les fournisseurs hésitent présentement à offrir des quantités de puissance à plus long terme, soit par manque de ressources ou pour pouvoir transiger sur des marchés plus lucratifs, tel que le démontre le tableau 5.5, qui présente les résultats du dernier appel d'offres de puissance de 2014 de HQ Distribution (DQ20.2).

9. Celui-ci exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année (Hydro-Québec, 2015b : en ligne).

Tableau 5.5 Résultat de l'appel d'offres de puissance 2014

	Hiver 2015	Hiver 2016	Hiver 2017	Hiver 2018
MW recherchés	750	500	500	500
MW offerts	900 à 1 300 selon le mois	600	300	50
MW acquis	750	500	300	50

Source : DQ20.2, p. 6.

Selon HQ Distribution, la province doit donc chercher des moyens d'approvisionnement au-delà des appels d'offres en puissance et miser sur des moyens supplémentaires, comme des achats à long terme avec HQ Production ou des producteurs privés, comme TCE ou d'autres, situés aux États-Unis (DQ4.1.1, p. 3 ; DQ20.2, p. 7).

Les ententes avec TCE et GMSE visent ainsi à répondre à ce besoin présenté par HQ Distribution, lequel a été confirmé par la Régie de l'énergie (500 MW). La commission prend d'ailleurs acte de cette décision.

- *La commission d'enquête constate que, pour respecter ses engagements envers la Régie de l'énergie et du Northeast Power Coordinating Council, Hydro-Québec Distribution doit planifier une réserve de puissance afin d'assurer la fiabilité de ses approvisionnements. Ses sources d'approvisionnement doivent donc être réputées « fiables » par ces organisations.*

- *La commission d'enquête constate que les règles relatives aux critères de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council ne permettent pas de prendre en considération la disponibilité historique du marché de puissance à court terme pour répondre aux besoins de pointe, mais que cette solution a été utilisée dans le passé. Selon Hydro-Québec Distribution, cette solution ne semble toutefois pas adéquate pour répondre aux besoins de puissance anticipés.*

5.5.5 La projection des besoins : une difficile équation

La prévision des besoins à satisfaire est établie en fonction d'un ensemble de paramètres démographiques et économiques (Hydro-Québec, 2015b : en ligne ; DQ20.2). Cette prévision de la demande par HQ Distribution correspond au scénario le plus probable selon les informations disponibles en date du dépôt d'une preuve devant la Régie (Hydro-Québec, 2016i : en ligne).

Selon HQ Distribution, les périodes de pointe sont en effet difficiles à caractériser de façon quantitative, « car elles fluctuent énormément d'une année à l'autre, il est donc impossible d'en mesurer la fréquence » (DQ4.1). La donnée utilisée par Hydro-Québec comme « valeur à la pointe hivernale » est la valeur maximale de la demande en électricité atteinte annuellement. Selon HQ Distribution, la durée moyenne et l'intensité des périodes de pointes hivernales fluctuent essentiellement en raison des aléas climatiques, du caractère imprévisible des grands froids, de leur fréquence, de leur intensité et de leur durée (DQ4.1).

Selon Ouranos, qui a publié en 2015 une étude sur les impacts des changements climatiques sur la demande d'énergie, le réchauffement des températures « aurait d'abord deux effets directs et opposés sur la demande d'énergie en fonction des saisons : des besoins de chauffage moindres en hiver et des besoins de climatisation accrus en été ». (Consortium Ouranos, 2015 : en ligne). Ouranos estime que l'impact des changements climatiques se fera ressentir dans le secteur résidentiel, en particulier pour le chauffage. Or, c'est en grande partie dans ce secteur que la demande varie lors des pointes hivernales, et non pas dans le secteur industriel, dont la demande est plus stable dans le temps, l'énergie demandée y étant davantage utilisée pour les procédés que pour le chauffage. Dans le secteur résidentiel, la baisse de la demande d'électricité liée au climat pourrait atteindre 9,1 % en 2050. Ouranos conclut en précisant que l'impact des changements climatiques se traduira par une baisse nette de la consommation en électricité (*id.*), ce qui pourrait libérer une puissance supplémentaire dont la quantité est indéterminée.

Le cas de TCE ou la difficulté de prévoir des besoins à long terme

La centrale de TCE a produit de l'énergie en mode « base » de septembre 2006 à décembre 2007 dans le cadre d'un contrat se terminant en 2026. À cette époque, on planifiait des besoins croissants en énergie à long terme. Ensuite, différents facteurs économiques, non prévisibles, comme la crise économique de 2008, ont abaissé la demande en énergie. Sur la base des besoins déterminés, qui étaient en diminution par rapport à la prévision réalisée dans le cadre du plan d'approvisionnement 2008-2017 et déposée à la Régie de l'énergie en novembre 2007 (Hydro-Québec, 2007 : en ligne), une demande de suspension permanente des livraisons pour l'année 2009 a été entérinée par la Régie de l'énergie (DQ20.2, p. 2).

De l'avis même d'Hydro-Québec, il est difficile pour HQ Distribution de prévoir exactement l'utilisation qui sera réellement faite de la centrale de TCE pour les besoins en pointe. « La prévision des besoins à approvisionner de la clientèle québécoise étant établie selon un scénario climatique à température normale, Hydro-Québec ne peut donc prédire quelle sera l'utilisation de la centrale au cours des 20 prochaines années » (DQ14.1).

- *La commission d'enquête constate que le projet actuel découle de l'obligation pour Hydro-Québec Distribution de démontrer auprès des autorités réglementaires la fiabilité de ses approvisionnements, malgré l'incertitude des prévisions.*

- *La commission d'enquête constate que les besoins en puissance sont difficiles à prévoir avec exactitude à moyen et à long terme, notamment en raison du fait qu'ils dépendent de multiples variables climatiques, économiques, sociales et démographiques.*

- *La commission d'enquête constate que l'étude du consortium Ouranos précise que les changements climatiques auraient un effet à la baisse sur la demande en chauffage dans le secteur résidentiel, soit le secteur qui influence particulièrement la demande en puissance en pointe hivernale.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime qu'il est difficile de justifier de nouveaux contrats en puissance de long terme dans un contexte énergétique aussi aléatoire.*

5.6 Approvisionnement des besoins de puissance

Pour assurer l'approvisionnement en général des besoins en énergie et en puissance de sa clientèle, HQ Distribution compte d'abord sur le bloc d'énergie patrimoniale et, pour répondre aux besoins excédentaires, peut s'approvisionner en réalisant des achats sur les marchés. D'autres moyens de réponse à la pointe existent en effet, tels que les contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux avec une composante de biomasse ou d'hydraulique et des programmes de bi-énergie.

Au cours des deux dernières décennies, certains moyens de gestion de la demande ont aussi été mis de l'avant par Hydro-Québec. Des programmes d'efficacité énergétique et des ententes avec des réseaux voisins ou provinces limitrophes ont notamment contribué à assurer une partie des besoins à la pointe hivernale (Hydro-Québec 2015b : en ligne ; DQ31.1). L'électricité interruptible, dont les programmes relèvent directement de HQ Distribution, échappe pour cette raison à l'obligation de passer par les appels d'offres. Par contre, les programmes d'intervention en efficacité énergétique dont HQ Distribution est responsable doivent être soumis à la Régie de l'énergie à des fins d'approbation des budgets annuels qui y sont associés en fonction d'un coût évité fixé annuellement, comme celui proposé dans le cadre de la demande tarifaire R-3980-2016 (Hydro-Québec, 2016j : en ligne).

HQ Distribution estime que, présentement, l'ensemble de ses programmes et ententes ne lui permettent pas de garantir toute la puissance nécessaire en pointe hivernale d'ici 2036 en vertu des critères de fiabilité qu'elle doit respecter (DQ4.1.1, p. 2 et 3 ; DQ20.2, p. 8). Ces différents moyens peuvent ainsi ajouter de la puissance ou en réduire la demande, mais ils ne constituent pas tous des moyens spécifiques de réponse aux pointes hivernales, comme c'est le cas du projet de GMSE.

5.6.1 Les appels d'offres

Pour combler ses besoins en puissance récurrents, qui sont supérieurs aux capacités pouvant être acquises à court terme, HQ Distribution n'exploite pas de moyens de production réservés à cette fin, mais mise plutôt sur des contrats d'approvisionnement. Selon l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, elle doit en effet procéder par appel d'offres pour acquérir les approvisionnements post-patrimoniaux, notamment par des appels d'offres de long terme (15 à 20 ans) (DQ4.1.1, p. 3). Un délai de trois ou quatre ans est prévu entre la date de lancement d'un appel d'offres et la mise en service des moyens retenus (DQ20.2).

La Régie de l'énergie approuve les procédures d'appel d'offres et d'octroi de même que tous les contrats d'approvisionnement en électricité conclus par HQ Distribution, tel que le

prévoit la *Loi sur la Régie de l'énergie*. « Les activités liées aux approvisionnements énergétiques font l'objet de [différents] suivis (critères de fiabilité, transactions de court terme, ententes d'intégration éolienne, appels d'offres, etc.), en plus de faire l'objet d'une reddition de comptes à l'occasion du dépôt des dossiers tarifaires et des rapports annuels [d'HQ Distribution] » (DQ31.1, p. 1).

> Ces examens et approbations se déroulent dans le cadre d'audiences publiques auxquelles participent plusieurs associations de clients de toutes les catégories, et des groupes de défense de l'environnement, notamment. La Régie et les participants soumettent des demandes de renseignements écrites à HQ Distribution et peuvent contre-interroger ses représentants lorsque ces audiences publiques se déroulent oralement.
> (*Ibid.*)

À moins d'une ordonnance de confidentialité émise par la Régie, les documents déposés aux dossiers et ses décisions sont rendus publics et peuvent être consultés sur son site Internet (*ibid.*). Ses décisions sont sans appel, mais la Régie peut les réviser et les révoquer d'office ou sur demande, selon certaines conditions (L.R.C. 1996, c. R-6.01).

La Régie de l'énergie doit, dans l'exercice de ses fonctions, s'assurer de la « conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif » (*id.*). Pour ce faire, elle possède une compétence exclusive notamment pour fixer ou pour modifier les conditions auxquelles l'électricité est fournie par le distributeur, pour « surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants » ainsi que pour faire l'examen des plaintes de consommateurs (*id.*).

5.7 Les coûts du projet

La construction du projet, au coût de 75 M$, comprenant l'ensemble des infrastructures de stockage et de regazéification du gaz naturel est entièrement financée par l'entreprise GMSE. Celle-ci est responsable d'obtenir le financement nécessaire et demeure la seule garante du montant de construction. HQ Distribution, en tant que cliente, n'est pas impliquée dans l'obtention de quelque garantie financière que ce soit au regard du projet. Il est à noter que le projet actuel, initialement doté d'un budget de 45 M$ lors du dépôt de l'étude d'impact, a vu ses coûts augmenter à 75 M$, soit une hausse de 67 %. Un autre dépassement de coûts de construction, bien que peu probable, selon GMSE, serait assumé par les contractants engagés. Il n'aurait donc pas de répercussions sur le coût final ou sur les mensualités payées par HQ Distribution. La construction du site sera en effet exécutée par contrat à prix fixe (DQ35.1).

5.7.1 L'annuité croissante

Les ententes conclues par HQ Distribution avec TCE et GMSE correspondent à une garantie d'approvisionnement à long terme. À ce titre, le coût de l'entente peut être comparé à celui d'un service équivalent, tel que celui obtenu à la suite de l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW de puissance long terme). L'unité utilisée par HQ Distribution pour comparer le coût de réservation de puissance entre différents appels d'offres est l'annuité[10], exprimée en $/kW-an, tel que le présente le tableau 5.6. On parle aussi d'annuité croissante parce qu'elle est indexée de 2 % par année pendant la durée du contrat. Le coût total annuel d'un contrat pour HQ Distribution sera composé du coût de la réservation de puissance (annuité fixe pour le volet puissance) et du coût engendré pour la production d'électricité annuelle, qui sera variable d'une année à l'autre, en fonction des besoins à combler (annuité variable pour le volet énergie).

Le coût de réservation de la puissance

Le prix de l'annuité du projet a été revu à la hausse en juin dernier en raison d'une révision des critères de conception, de l'avancement de l'ingénierie détaillée et de l'évolution du taux de change Canada–États-Unis (DQ5.1). L'annuité, initialement fixée à 51 $/kW-an, a été haussée à 55 $/kW-an pour la durée du contrat après cette révision (DQ4.1.1). Ce coût total, qui atteindrait 31,35 M$[11] par année et 532,95 M$ en 17 ans, comprend une portion qui revient à GMSE ainsi que la portion attribuée à TCE pour la réservation de la disponibilité de sa centrale thermique.

Le coût de la production de l'énergie

Le coût total variable prévu pour la production d'électricité de pointe dans l'entente d'HQ Distribution avec GMSE est de 65 $/MWh. Ce coût n'inclut pas les frais liés à la molécule de gaz, mais comprend tout ce qui constitue la fourniture, le transport, la distribution, l'équilibrage et le SPEDE. Pour une production d'environ 100 heures de pointe, et sur la base des tarifs du gaz naturel de Gaz Métro de 2015 (y compris la fourniture, le transport, la distribution, l'équilibrage et la SPEDE), cela représenterait un coût annuel de 3,7 M$ (DQ20.2, p. 2 et 3). « Au-delà des 100 premières heures, le coût d'utilisation dépendra des conditions de marché du gaz naturel qui prévaudront et sera fonction (1) du prix du gaz naturel, incluant la fourniture, le transport, la distribution, l'équilibrage et le SPEDE (2) des frais supplémentaires définis à la section 9.3 de l'Entente finale entre TCE et HQ » (*ibid.* p. 4).

10. Annuité : paiement annuel, au moyen duquel l'emprunteur éteint sa dette, intérêts et capital, au bout d'un certain nombre d'années (Larousse, 2016 : en ligne).

11. 55 $/kW-an x 570 000kW = 31 350 000 $/an

5.7.2 La comparaison des coûts

À titre de comparaison, HQ Distribution souligne que le coût moyen pondéré du plus récent appel d'offres de puissance (500 MW) était de 106 $/kW-an pour la portion fixe (DQ4.1.1), nettement plus élevé que le prix de 55 $/kW-an.

Tableau 5.6 Comparaison des coûts du projet à ceux de l'appel d'offres de 2015

	Volet puissance ($/kW-an)	Volet énergie ($/MWh)
HQP-1 (100 MW)	60,9	55,83
HQP-2 (200 MW)	106,6	55,83
HQP-3 (200 MW)	128,5	55,83
GMSE	55	65

Sources : adapté DQ31.1, p. 7 et 8 ; DA1, p. 1; DQ20.2, p. 3.

Au chapitre des coûts variables, on peut faire une comparaison avec ceux de la centrale à turbine à gaz (TAG) de Bécancour, mais uniquement pour la portion combustible. Ils s'élèvent néanmoins à 275 $/MWh, soit plus de 4 fois le coût variable du projet de GMSE (DQ14.1, p. 3 ; DQ31.1. ; BAPE, 1991, rapport nº 44). Comme le démontre le tableau 5.6, les frais de 65 $/MWh du projet de GMSE sont néanmoins plus élevés que ceux des appels d'offres précédents. Toutefois, ces coûts demeurent d'un même ordre de grandeur et, compte tenu de la faible proportion des coûts variables dans les déboursés totaux annuels (environ 12 %)[12], cette différence est relativement faible.

La différence entre les coûts fixes de l'annuité et ceux des autres appels d'offres (tableau 5.6) est importante. Elle s'explique, entre autres, par le lien entre l'entente récente établie avec TCE et le contrat de base de 2004 conclu entre HQ Distribution et TCE. En effet, TCE reçoit, depuis 2006, et continuera de recevoir, jusqu'en 2026, des compensations annuelles pour l'inactivité de sa centrale, prévues à son contrat initial avec HQ Distribution. Considérant la durée prévue du deuxième contrat pour la production en pointe hivernale et sa juxtaposition au contrat de base, qui court encore sur huit ans (2019-2026), les frais facturés par TCE dans le coût fixe de réservation de la puissance sont en effet plus faibles que ceux du dernier appel d'offres.

La commission a voulu savoir si HQ Distribution avait tenté d'obtenir une diminution des compensations pour l'inactivité de la centrale TCE en échange d'un nouveau contrat de production en pointe ou une réduction du prix de cette nouvelle production, compte tenu des importantes compensations prévues au premier contrat, payables annuellement jusqu'en 2026. La réponse offerte par le représentant d'Hydro-Québec fut celle-ci : « Je pourrais vous

12. 55 $/kW-an x 570 000 kW = 31 350 000 $/an pour la portion fixe et 570 MW x 65 $/MW/h x 100 h = 3 705 000 $ pour la portion variable.
3 705 000 $/31 350 000 $ x 100 = 12 %

dire, Monsieur le Président, que le prix qu'on a eu sur le contrat de puissance reflète cette situation-là » (M. Richard Lagrange, DT4, p. 45).

En effet, la centrale de TCE située à Bécancour a été en activité uniquement en 2006 et 2007. Au cours de ces deux années, sa production totale a été de 5,6 TWh et le coût associé à cette production d'énergie, correspondant à la portion variable du contrat, a été de 502 M$ (DQ4.1.1, p. 1).

Chaque année, depuis la conclusion de l'entente sur la suspension des activités de la centrale de TCE, en 2009, des sommes ont été versées par Hydro-Québec afin d'honorer les coûts fixes reliés au contrat de base et de couvrir les coûts de suspension des livraisons d'électricité. Ceux-ci incluent une compensation pour pertes de la marge associée à l'énergie ainsi que les frais pour la production de vapeur de remplacement. Pour ce cas précis, HQ Distribution rembourse à TCE les coûts de gaz livré pour la production de vapeur pour l'entreprise Olin, car cette énergie devait initialement être un sous-produit de la cogénération. Le coût annuel du gaz fourni est en moyenne de 9,4 M$ (DQ17.1, p. 1 et 2). Jusqu'à présent, ces coûts fixes représenteraient plus de 1 G$. Ce sont donc plus de 1,5 G$ qui ont été versés à TCE depuis le début du contrat, en 2006 (Centre Hélios, 2013 : en ligne). Pour la période 2019-2026, une somme similaire serait vraisemblablement versée en compensations pour inactivité à TCE.

Par ailleurs, puisque la centrale de TCE est présentement reliée au réseau de Gaz Métro, qu'elle utilise afin de produire de la vapeur pour la société Olin, une comparaison des coûts entre les deux options d'approvisionnement (gaz naturel vs GNL) était pertinente. Celle-ci révèle que le coût de réservation de la puissance du projet actuel, soit 31,35 M$ par année, se compare étroitement au coût estimé par Hydro-Québec pour la réservation de transport du gaz naturel, soit un peu plus de 30 M$ (DQ45.1, p. 2 et 3).

En audience, Gaz Métro a spécifié que, pour rendre possible l'option d'approvisionnement de la centrale par le gazoduc, il faudrait que la compagnie TPCL, qui gère le réseau de transport vers sa franchise, soit « interpelée afin de construire de nouvelles capacités de transport pour alimenter la centrale », puisque le réseau de transport du gaz est actuellement complètement saturé durant la période hivernale. Pour contourner ce problème de disponibilité, il faudrait donc, selon Gaz Métro, un engagement contractuel d'approvisionnement à long terme ainsi que le dépôt de garanties financières pour couvrir l'ensemble du risque financier relatif à la construction d'infrastructures de transport supplémentaire, ce qui implique un délai minimum de trois ans (M. Renault Lortie, DT1, p. 83-84).

À ces deux scénarios, il faut ajouter les coûts associés à l'utilisation de la centrale, ce que confirme HQ Distribution. La commission voulait savoir si d'autres coûts étaient à prévoir, en plus des 30 M$ requis pour la réservation du transport du gaz naturel dans un contrat de long terme. HQ Distribution a répondu en ces termes :

> Concernant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de la centrale, il n'y a pas d'autres coûts. Ces coûts annuels de réservation de transport ferme (30 M$) et d'achat de gaz naturel (2,9 M$) représentent l'alternative aux infrastructures de GNL négociées avec Gaz Métro.
>
> À ces coûts annuels d'approvisionnement en gaz naturel, les autres coûts fixes prévus pour l'utilisation de la centrale en pointe doivent être ajoutés, quel que soit le scénario d'approvisionnement en gaz naturel retenu.
> (DQ46.1)

Au début des audiences, HQ Distribution avait justifié sa décision de privilégier la réalisation du projet de GMSE par le fait que cette option serait « plus économique » que la réservation d'une capacité de transport équivalente sur une base annuelle pour alimenter la centrale de TCE par le gazoduc du parc industriel et portuaire. Selon la société d'État, l'autre élément qui rendrait l'approvisionnement par gazoduc moins économique réside dans l'obligation de s'engager pour une période de 15 ou 20 ans pour ces réservations. HQ Distribution reconnaissait cependant que cette durée d'engagement serait pratiquement la même, qu'il s'agisse du projet ou de la réservation de la capacité de transport par gazoduc (M. Hani Zayat, DT2, p. 22).

L'expérience vécue lors de l'arrêt des activités de TCE démontre que, même si ces réservations de transport sont négociées pour une période relativement longue, elles peuvent néanmoins être revendues sur le marché, si le besoin initial de puissance n'existait plus. Par contre, pour le projet GMSE, les mensualités devront être payées jusqu'en 2036, qu'il y ait utilisation ou non de la centrale en période de pointe (DQ25.1, p. 11).

- *La commission d'enquête constate que le prix de la réservation de la puissance dans les ententes entre Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., TransCanada Energy Ltd. et Hydro-Québec Distribution est plus faible que le prix moyen établi lors de l'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution. Cependant, cette différence s'explique en partie par les compensations qu'elle verse à TransCanada Energy Ltd. pour maintenir la centrale inactive en production de base.*

- *La commission d'enquête constate que des coûts annuels fixes de 31,35 M$, de 2019 à 2036, soit un total de 532,9 M$ en 17 ans, sont prévus aux contrats qui lient Gaz Métro Solutions Énergie et TransCanada Energy Ltd. à Hydro-Québec Distribution. Ces frais s'appliqueraient même dans l'éventualité où Hydro-Québec Distribution n'aurait pas recours aux installations de stockage et de vaporisation.*

- *La commission d'enquête constate que l'option qui consiste à alimenter la centrale par le gazoduc existant aurait un coût de réservation de transport d'un ordre de grandeur similaire (30 M$ par an) à celui du projet de Gaz Métro Solutions Énergie (31 M$ par an). Dans les deux scénarios, Hydro-Québec Distribution confirme que les coûts d'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd seraient les mêmes.*

- *La commission d'enquête constate que les délais de mise en œuvre de chacune des deux options d'alimentation de la centrale, par gazoduc ou par le projet de Gaz Métro Solutions Énergie, sont sensiblement les mêmes.*

- *La commission d'enquête constate que la durée d'engagement contractuel pour chacune des deux options d'alimentation de la centrale, par gazoduc ou par le projet de Gaz Métro Solutions Énergie, est semblable. Par contre, dans l'éventualité où l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. ne serait plus requise, le potentiel de revente de la capacité de transport par gazoduc constitue une solution qui diminuerait les frais engagés par la société d'État, offrant ainsi plus de flexibilité que le contrat avec Gaz Métro Solutions Énergie.*

- *La commission constate que l'alimentation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. à partir du gazoduc et au moyen d'une réservation de transport à long terme évite tous les impacts associés au projet de Gaz Métro Solutions Énergie, en plus d'offrir plus de souplesse à la société d'État.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'en raison de la similitude des coûts et des délais de chacune des options d'approvisionnement de la centrale de TransCanada Energy Ltd. par gazoduc ou au moyen de GNL, l'option qui exigerait le moins d'infrastructures, qui serait la plus flexible sur le plan contractuel et qui générerait le moins d'impacts négatifs devrait être privilégiée en vertu des principes de la* Loi sur le développement durable.

5.8 Les retombées économiques

Les retombées économiques du projet se composeraient principalement d'acquisitions locales, d'emplois et de revenus de taxation. Le promoteur estime qu'entre 30 et 50 % du coût de 75 M$ du projet retourneraient au milieu sous forme de retombées économiques (M. David St-Pierre, DT1, p. 32). De façon préliminaire, il estime que les approvisionnements locaux en béton, gravier, sable, isolant, aciers et autres matériaux ainsi que leur installation représenteraient une valeur de 15 à 20 M$. En phase d'exploitation, les achats locaux porteraient principalement sur des produits chimiques et de la sous-traitance d'activités d'entretien (PR5.1, p. 30).

En 2015, le taux d'emploi de la région du Centre-du-Québec était de 58,1 % en comparaison de 59,9 % pour l'ensemble du Québec. Le taux de chômage de 6,7 % était, quant à lui, près de 1 point de pourcentage sous la moyenne nationale de 7,6 % (ISQ, 2016 : en ligne). Plusieurs participants à l'audience publique ont néanmoins fait valoir à la commission l'importance de créer des emplois pour cette région du Québec.

GMSE prévoit avoir recours à une centaine de travailleurs lors de la construction et compte « encourager l'embauche de travailleurs de la région de Bécancour ». À cet égard, le site Internet du projet permet aux entreprises « de s'inscrire afin d'être mises au courant des occasions d'affaires qui se présenteront » (DA1, p. 2). Le *Règlement sur l'embauche et la mobilité des salariés dans l'industrie de la construction* (RLRQ, c. R-20, r. 6.1) prévoit

également que les entrepreneurs doivent en premier lieu faire appel aux travailleurs détenant les compétences requises dans la région où est situé le projet de construction.

Pour exploiter le site d'entreposage et de vaporisation, une dizaine d'emplois directs seraient créés, y compris quatre ou cinq emplois permanents et quatre ou cinq emplois saisonniers, de décembre à mars (PR3.3, p. 30). De quatre à six nouveaux emplois seraient également créés à la centrale de TCE (Municipalité régionale de comté de Bécancour, la Ville de Bécancour, le Centre local de développement et le Grand conseil de la Nation Waban-Aki Inc., DM12, p. 7).

La taxation de la Ville de Bécancour, applicable à la catégorie d'immeubles prévus par GMSE, prévoit un taux de 1,195 $ par tranche de 100 $ d'évaluation pour l'année 2016 (DB22, p. 1). GMSE évalue à entre 4 et 5 M$ la valeur de ses bâtiments (M. David St-Pierre : DT3, p. 35). La Ville de Bécancour et le promoteur avaient entamé des discussions afin d'établir les composantes du projet qui seraient soumises au rôle d'évaluation. GMSE désirerait exclure le réservoir d'entreposage de GNL de la taxation locale (DB22, p. 2).

En raison de la nouveauté des activités liées au GNL, la Ville de Bécancour a demandé une opinion juridique au sujet de la taxation de ce type d'infrastructure. Cette opinion « conclut que la *Loi sur la fiscalité municipale* par l'article 66 donne à l'évaluateur le droit de considérer les installations envisagées par Gaz Métro [...] comme portables au rôle » (*ibid.*). En conséquence, la « Ville de Bécancour s'attend à prélever les taxes foncières et d'affaires sur la majeure partie de l'investissement réalisé par Gaz Métro en portant au rôle d'évaluation les bâtiments, le réservoir et certains éléments compris dans les unités de vaporisation, telles que l'établit la Loi » (*ibid.*, p. 3).

- *La commission d'enquête constate que les principales retombées économiques du projet pour la région de Bécancour seraient constituées d'emplois, d'approvisionnements locaux et de revenus de taxation.*

- *La commission d'enquête constate qu'environ 100 travailleurs seraient requis pour la construction du projet et que 4 ou 5 emplois à temps plein et 4 ou 5 emplois temporaires, soit de décembre à mars, seraient créés par Gaz Métro Solutions Énergie, en plus des 4 à 6 nouveaux emplois à la centrale de TransCanada Energy Ltd.*

- *La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie et la Ville de Bécancour ont entamé des discussions au sujet des infrastructures qui relèvent du rôle d'évaluation. Gaz Métro Solutions Énergie désirerait en exclure le réservoir, alors qu'une opinion juridique de la Ville de Bécancour conclut qu'il devrait y être inclus.*

Chapitre 6 Les conditions préalables à la réalisation du projet

Ce chapitre porte sur les divers éléments de nature légale nécessaires à l'élaboration et à la réalisation d'un projet tel que celui de Gaz Métro Solutions Énergie (GMSE). Il aborde particulièrement les autorisations et les attestations que doivent détenir les parties privées souhaitant faire affaire avec des organismes publics, les approbations nécessaires des organismes réglementaires concernés ainsi que les autorisations gouvernementales des composantes associées au projet.

Finalement, il s'intéresse à l'importance d'établir la conformité réglementaire d'un projet et de ses parties prenantes en amont de son évaluation par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques afin d'éviter l'analyse de projets non conformes et leurs répercussions financières et sociales.

6.1 Les obligations en matière de contrats avec des organismes publics

Plusieurs lois et règlements encadrent les pratiques contractuelles entre des parties privées et des organismes publics. Ils prévoient, entre autres, les conditions relatives aux contrats et les obligations des parties autant privées que publiques afin d'« établir des normes relatives aux aspects importants du processus de gestion contractuelle ainsi qu'un encadrement administratif pour déterminer des règles internes en cette matière[13] » (Secrétariat du Conseil du trésor, 2009 : en ligne). La *Loi sur les contrats des organismes publics* (LCOP) (RLRQ c. C-65.1), de laquelle découlent 18 règlements, en constitue le fondement.

6.1.1 La *Loi sur les contrats des organismes publics*

La LCOP « a pour objet de déterminer les conditions applicables en matière de contrats publics qu'un organisme public peut conclure avec un contractant qui est une personne morale de droit privé, une société en nom collectif, en commandite ou en participation ou une personne physique qui exploite une entreprise individuelle » (*id.*). Elle vise, notamment, à promouvoir la confiance du public à l'endroit des marchés publics, la transparence des processus contractuels, le traitement intègre et équitable des concurrents ainsi que « la mise en place de procédures efficaces et efficientes, comportant notamment une évaluation

13. Lois et règlements sur les marchés publics : http://www.tresor.gouv.qc.ca/faire-affaire-avec-letat/cadre-normatif-de-la-gestion-contractuelle/lois-et-reglements-sur-les-marches-publics/.

préalable des besoins adéquate et rigoureuse qui tienne compte des orientations gouvernementales en matière de développement durable et d'environnement » (*id.*).

La LCOP encadre les contrats d'approvisionnement, de travaux de construction, de services de même que certains contrats de partenariats public-privé ou déterminés par règlement. Hydro-Québec est visée par l'article 7 de la LCOP et, en vertu de l'article 89 de la *Loi sur l'intégrité en matière de contrats publics*[14] (*Projet de loi nº 1, 2012, c. 25*), elle est également assujettie au chapitre V.2 de la LCOP (DQ30.1, p. 1). Plus précisément, l'article 7 de la LCOP lui commande d'adopter et de rendre publique une politique sur les conditions de réalisation de ces contrats (DB37), alors que le chapitre V.2 traite des autorisations préalables nécessaires à l'obtention d'un contrat avec un tel organisme.

Le chapitre V.2 prévoit notamment qu'« une entreprise qui souhaite conclure avec un organisme public tout contrat comportant une dépense égale ou supérieure au montant déterminé par le gouvernement doit obtenir à cet effet une autorisation de l'Autorité des marchés financiers », et ce, autant pour des ententes de gré à gré qu'à la suite d'appels d'offres (DQ30.1, p. 1)[15].

Les montants des dépenses ainsi encadrées sont aujourd'hui fixés à 1 M$ pour les contrats de service, y compris l'exécution de toutes les options de renouvellement, et à 5 M$ pour les contrats de construction. Quant aux contrats d'approvisionnement, aucun montant n'a encore été déterminé. En conséquence, aucune autorisation de l'Autorité des marchés financiers n'est requise dans leur cas (DQ30.1). Pour les ententes intervenues avant le 2 novembre 2015, telles que l'entente d'entreposage et de vaporisation de GNL à l'origine du présent mandat, le montant pour les contrats de service, y compris l'exécution de toutes les options de renouvellement, était de 5 M$ (2015, *G.O.* 2,1627). Prise dans son ensemble et pour sa durée totale, l'entente de stockage et de regazéification représente une dépense largement supérieure à ce montant.

Au moment de signer ce contrat, GMSE ne détenait pas d'autorisation de l'Autorité des marchés financiers (DA4 ; DQ28.1, p. 1). GMSE et Hydro-Québec allèguent que « l'objectif commun des parties et la nature de cet ensemble de contrats est l'achat de gaz naturel à l'état gazeux au point de livraison situé à la jonction de la centrale de TransCanada Energy Ltd. et du réseau de Gaz Métro [et que, par conséquent], un tel contrat d'approvisionnement en gaz naturel ne requiert pas une autorisation de l'Autorité des marchés financiers » (DQ26.1 ; DA4). Afin d'approvisionner la centrale de TCE en gaz naturel, trois ententes ont effectivement été conclues entre Hydro-Québec et Gaz Métro, S.E.C. ainsi que deux de ses filiales. En plus de l'entente d'entreposage et de vaporisation avec GMSE (DQ25.1), Hydro-Québec détient une entente d'approvisionnement en GNL avec Gaz Métro GNL (DQ25.2) pour le remplissage du réservoir et une entente d'achat de gaz naturel avec Gaz Métro,

14. http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2012C25F.PDF
15. LCOP, art.21.17.

S.E.C., selon laquelle cette dernière achète d'Hydro-Québec le gaz d'évaporation du réservoir afin de l'intégrer à son réseau (DQ25.3).

Le Secrétariat du Conseil du trésor précise « qu'il appartient aux parties à un contrat d'en déterminer la nature et ultimement à un juge d'un tribunal d'en décider » (DQ30.1, p. 1). Mais le Secrétariat a également indiqué à la commission qu'en « vertu de la LCOP, un organisme public qui désire conclure tout contrat visé à l'article 3 de la LCOP (approvisionnement, services, travaux de construction) doit, pour chacun des contrats[16] qu'il conclut, contracter avec une entreprise autorisée si le montant de la dépense rattaché à ce contrat est égal ou supérieur au seuil applicable en vertu de l'article 21.17 » (*ibid.*, p. 2). Or, l'entente signée par GMSE et Hydro-Québec concernant l'entreposage et la vaporisation mentionne explicitement qu'elle « vise à établir plus précisément les termes et conditions du service d'entreposage et de vaporisation du GNL[17] offert par le Fournisseur au Client » (DQ25.1, p. 2). Cette entente, prise individuellement, a donc pour nature l'exécution d'un service et implique un montant qui dépasse celui prescrit par la LCOP.

Un contractant non autorisé par l'Autorité des marchés financiers « commet une infraction » en vertu de l'article 27.7 de la LCOP et peut être passible d'une amende de 7 500 à 40 000 $. Le Secrétariat du Conseil du trésor précise que l'obtention de l'autorisation de l'Autorité des marchés financiers ne peut se faire rétroactivement et que le contrat pourrait être réputé nul (DQ30.1, p. 2). L'article 1416 du Code civil du Québec précise en effet que « tout contrat qui n'est pas conforme aux conditions nécessaires à sa formation peut être frappé de nullité » (L.Q. 1991, c. 64). Le Secrétariat du Conseil du trésor ajoute cependant qu'« il en reviendrait ultimement à un juge d'un tribunal d'en décider » (*ibid.*).

- *La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec est un organisme visé par l'article 7 et par le chapitre V.2 de la* Loi sur les contrats des organismes publics, *lequel l'oblige à faire affaire avec des entreprises privées détenant une autorisation préalable de l'Autorité des marchés financiers pour tout contrat de service ou de construction d'un montant égal ou supérieur à celui déterminé par le gouvernement.*

- *Pour un ensemble d'ententes ayant un objectif commun, la commission d'enquête constate qu'une entreprise privée qui contracte avec un organisme public doit être autorisée par l'Autorité des marchés financiers pour chacun des contrats de service ou de construction d'un montant égal ou supérieur à celui déterminé par le gouvernement.*

- *La commission d'enquête constate qu'aucun montant pour les contrats d'approvisionnement n'a été déterminé, de sorte que les parties privées aux contrats avec des organismes publics n'ont pas l'obligation d'être autorisées par l'Autorité des marchés financiers.*

16. Souligné de la commission.
17. Souligné de la commission.

- *La commission d'enquête constate que l'entente d'entreposage et de vaporisation conclue par Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et Hydro-Québec se définit elle-même comme une entente de service et qu'elle comporte une dépense supérieure au montant déterminé par le gouvernement.*

- *La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. n'avait pas encore obtenu d'autorisation de l'Autorité des marchés financiers afin de conclure des ententes avec des organismes publics lorsqu'elle a signé l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Hydro-Québec et que cette autorisation ne peut être octroyée rétroactivement.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. devait obtenir une autorisation préalable de l'Autorité des marchés financiers et que ce défaut met en péril la validité du contrat d'entreposage et de vaporisation conclu avec Hydro-Québec Distribution, le 20 août 2015.*

6.1.2 Le Règlement sur les contrats d'approvisionnement

Le Règlement sur les contrats d'approvisionnement, de services et de travaux de construction des organismes visés à l'article 7 de la Loi sur les contrats des organismes publics (RLRQ, c. C-65.1, r. 1.1) vise également Hydro-Québec (DQ30.1, p. 2). Son article 2 mentionne comme condition préalable que « tout contractant intéressé à conclure avec un organisme un contrat d'approvisionnement, un contrat de service ou un contrat de travaux de construction comportant une dépense égale ou supérieure à 25 000 $ doit détenir une attestation valide de Revenu Québec[18] ». Ce règlement s'applique aux appels d'offres ainsi qu'aux contrats conclus de gré à gré depuis le 15 septembre 2011.

GMSE a affirmé ne pas détenir d'attestation de Revenu Québec au moment de la signature de l'entente, mais que « son obtention n'aurait pas été un enjeu » (DQ36.1). Hydro-Québec confirme ce manquement et ajoute que GMSE détient désormais cette attestation, ce qui serait couvert par une modification de l'entente (DQ37.1, p. 2).

Le règlement précise toutefois que l'attestation de Revenu Québec, d'une durée de trois mois, doit être détenue préalablement à la signature d'un contrat par un contractant qui désire faire affaire avec un organisme public. Il ne suffit pas à un éventuel contractant de prétendre être admissible à cette autorisation. L'article 4 précise d'ailleurs que l'attestation ne doit pas avoir été délivrée après la date d'attribution du contrat. De plus, tout comme l'autorisation délivrée par l'Autorité des marchés financiers, l'absence d'attestation de Revenu Québec pourrait rendre le contrat nul en vertu de l'article 1416 du Code civil du Québec (DQ32.2).

18. *Le Règlement sur les contrats d'approvisionnement, de services et de travaux de construction des organismes visés à l'article 7 de la Loi sur les contrats des organismes publics* : http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/C-65.1,%20r.%201.1/.

- *La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie n'avait pas obtenu d'attestation de Revenu Québec au moment de la signature de l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Hydro-Québec, alors qu'il s'agit d'une condition préalable, selon le* Règlement sur les contrats d'approvisionnement, de services et de travaux de construction des organismes visés à l'article 7 de la Loi sur les contrats des organismes publics.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que Gaz Métro Solutions Énergie devait obtenir une attestation préalable de l'Agence du revenu et que ce défaut met en péril la validité du contrat d'entreposage et de vaporisation conclu avec Hydro-Québec Distribution, le 20 août 2015.*

6.2 La modification du décret de TCE

Le décret octroyé à TCE en 2004 (2004, *G.O.* 2, 3549) pour la production en continu d'énergie et de vapeur en mode cogénération par sa centrale ne permet pas l'utilisation prévue par les récentes ententes orientées vers la production de puissance en périodes de pointe hivernales (DQ3.1, p. 1 ; M. Martin Tremblay, DT1, p. 60). Cette nouvelle utilisation se caractériserait par un fonctionnement sporadique de la centrale qui serait exploitée en cycle simple la première année et en cycle combiné par la suite, donc avec davantage d'arrêts et de démarrages et sans production de vapeur comme en mode cogénération (M. Steeve Fontaine, DT2, p. 57 ; M. Martin Tremblay, DT1, p. 60 et 61).

Le 8 décembre 2015, TCE a déposé une demande de modification de son décret au MDDELCC afin de lui permettre l'utilisation prévue aux ententes, soit en cycle simple puis combiné. Selon le ministère, comme les activités visées par cette modification ne sont pas en soi des projets assujettis par le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* (RLRQ, c. Q-2, r. 23), ils ne requièrent pas d'être soumis à la procédure d'évaluation complète (M[me] Mélissa Gagnon, DT1, p. 62 ; DQ3.1, p. 2). Dans un tel cas, l'analyse du ministère porte uniquement sur les impacts associés aux éléments susceptibles d'être modifiés. Spécifiquement pour cette demande, le ministère évaluerait, entre autres, la différence potentielle des émissions atmosphériques attribuable aux arrêts-démarrages et se baserait notamment sur l'avis d'experts d'autres ministères, tel que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, ainsi que sur les décisions de la Régie de l'énergie (M[me] Mélissa Gagnon, DT1, p. 63 et DT4, p. 35 ; M. Martin Tremblay, DT1, p. 61).

Quant au délai accordé à cette démarche, les porte-parole du MDDELCC ont indiqué ne pas pouvoir « prétendre à quel moment [le ministre] va juger qu'il détient toutes les informations nécessaires à sa recommandation pour une prise de décision par le Gouvernement », à qui il revient de statuer sur cette demande de modification. Ils n'étaient pas non plus en mesure de préciser à la commission si un délai avait été exigé pour procéder à cette analyse (M[me] Mélissa Gagnon, DT1, p. 63 et DT2, p. 55).

Cependant, dans le contexte où la Régie de l'énergie n'a pas approuvé les ententes entre Hydro-Québec et TCE relativement à l'utilisation de la centrale en périodes de pointes hivernales, la demande de modification de décret de TCE n'apparaît plus détenir les fondements nécessaires à son analyse. En effet, les conditions anticipées d'utilisation de la centrale, qui justifieraient une modification du décret de 2004, ne peuvent se réaliser telles qu'elles ont été envisagées. De plus, si Hydro-Québec parvenait à faire approuver par la Régie de l'énergie une nouvelle avenue d'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointes hivernales, cette avenue pourrait diverger de façon plus ou moins substantielle de celle refusée par cette instance. Si le gouvernement modifiait maintenant le décret initial de TCE, les modifications apportées pourraient ne pas couvrir les utilisations prévues par un nouveau projet pouvant éventuellement être autorisé. Il est également possible qu'Hydro-Québec réponde à ses besoins de puissance par une autre approche ne faisant pas appel à la centrale de TCE, rendant la modification du décret inutile. La modification du décret de 2004 de TCE devrait alors se baser sur un projet et des ententes ayant obtenu l'aval de la Régie de l'énergie.

Les décrets du gouvernement peuvent autoriser une pratique pour une durée limitée. La période visée peut être déterminée par le promoteur dans le cas où le projet prévoit explicitement une durée maximale ou comporter une condition indiquant une durée ou une quantité maximale, telle qu'un tonnage maximal d'extraction pour une mine ou d'enfouissement pour un lieu d'enfouissement technique (DQ29.1). L'entente finale entre Hydro-Québec et TCE n'ayant pas été approuvée par la Régie de l'énergie est d'une durée limitée et se termine le 1er juin 2036 (DB34, p. 16). Si un décret modifié était émis en vertu de cette entente, il serait pertinent qu'il prenne fin à cette même date.

- *La commission d'enquête constate que TransCanada Energy Ltd. a demandé au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le 8 décembre 2015, une modification de son décret octroyé le 30 juin 2004 afin de pouvoir utiliser sa centrale de Bécancour de façon sporadique en période de pointes hivernales en mode simple et combiné plutôt que de façon continue en mode cogénération.*

- *La commission d'enquête constate que, par sa décision du 5 juillet 2016, la Régie de l'énergie n'a pas approuvé les ententes entre TransCanada Energy Ltd. et Hydro-Québec à l'origine de la demande de modification du décret de 2004 de TransCanada Energy Ltd.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le décret de 2004 de TransCanada Energy Ltd. ne devrait être modifié que si la Régie de l'énergie approuve un projet précis d'utilisation de la centrale en périodes de pointes hivernales ainsi que les ententes avec Hydro-Québec.*

6.3 Les composantes préalables d'un projet

La *Loi sur la qualité de l'environnement* et le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* énumèrent les projets soumis à l'examen et à l'évaluation des impacts environnementaux qui y sont associés. Cependant, outre l'activité visée, telle que le détournement d'une rivière, l'exploitation d'une mine ou, dans le cas de GMSE, « la construction d'une installation de regazéification ou de liquéfaction du gaz naturel » et « l'implantation d'un ou de plusieurs réservoirs d'une capacité d'entreposage totale de plus de 10 000 kl destinés à recevoir une substance liquide ou gazeuse autre que de l'eau », ces dispositions ne décrivent pas les préalables essentiels d'un projet.

Or, avant qu'il soit concrétisé, un projet est avant tout un ensemble d'ententes, de contrats, d'autorisations ou d'obligations portés par des parties prenantes répondant à un contexte légal particulier. La *Loi sur la qualité de l'environnement* et le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* n'exigent pas un examen de ces éléments, et la directive ministérielle ne demande pas de les énumérer, de les décrire et d'en démontrer la conformité (PR2). De plus, l'avis de recevabilité n'en fait aucune mention et ne précise pas si les projets disposent des éléments préalables obligatoires à leur éventuelle réalisation, voire à leur simple élaboration (PR7). En fait, selon le ministère, « il est de la responsabilité de l'initiateur de s'assurer du respect de toute autre loi ou règlement » que ceux sous sa responsabilité (DQ43.1, p. 2).

La procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement aborde donc principalement les enjeux potentiels soulevés par les phases de construction, d'exploitation et de fermeture d'un projet dans un milieu. En audience, un représentant du MDDELCC mentionnait que le ministère avait « l'obligation d'analyser les projets qui lui sont soumis, lorsqu'ils sont assujettis », et ce, même si un projet « paraissait farfelu ». Il ajoutait que la justification d'un projet était examinée, mais que, dans le processus d'autorisation d'un projet, le ministère ne tenait pas compte de la probabilité de sa réalisation (M. Martin Tremblay, DT4, p. 38 et 65).

Avant d'accepter un projet pour analyse et de statuer sur la recevabilité de son étude d'impact, il serait prudent de s'assurer que ses éléments fondamentaux et ses parties prenantes respectent les règles en vigueur. L'analyse d'un projet non conforme aux règles, normes ou règlements ou ne disposant pas des autorisations nécessaires devrait être considérée comme sans intérêt, considérant son impossibilité technique. D'ailleurs, « avant de délivrer un certificat d'autorisation, le MDDELCC exige que le requérant obtienne une lettre signée par l'assistant greffier de la ville d'accueil attestant que le projet ne contrevient à aucun règlement municipal » (DQ43.1, p. 2). Si une telle attention est portée à la réglementation municipale, qui ne relève pourtant pas du MDDELCC, à la toute fin de la procédure d'évaluation et d'examen, il devrait en être autant pour les lois et règlements du Québec, avant la délivrance de l'avis de recevabilité de l'étude d'impact, dont la conformité devrait être établie par respect pour le public qu'on s'apprête à consulter.

Dans le cas des ententes liant Hydro-Québec et GMSE, le fait qu'une entreprise privée traite avec un organisme public soumet les parties aux dispositions de la *Loi sur les contrats des organismes publics* et du *Règlement sur les contrats d'approvisionnement, de services et de travaux de construction des organismes visés à l'article 7 de la Loi sur les contrats des organismes publics*. Pourtant, le Secrétariat du Conseil du trésor, duquel relèvent cette loi et ce règlement, ne figure pas parmi les neuf ministères et organismes consultés[19] dans l'évaluation de la recevabilité de l'étude d'impact (PR7, p. 2). Or, l'ignorance de cette loi et de ce règlement par les parties aux contrats peut constituer une lacune importante pouvant compromettre de façon sérieuse un projet et exposer la partie privée à des procédures pénales. Il apparaît d'autant plus pertinent de faire ces vérifications avant d'accepter un projet pour évaluation et examen, considérant que certaines des autorisations ne peuvent être obtenues rétroactivement et qu'« il n'y a rien dans la loi qui permet au ministère d'arrêter l'analyse d'un projet » (M. Martin Tremblay, DT4, p. 65), ce qui l'obligerait dès lors à poursuivre une analyse même s'il était clairement démontré qu'un projet se révèle non conforme à la réglementation.

Avant qu'un projet soit considéré comme tel, sa conformité réglementaire devrait être évaluée au regard de l'ensemble des lois et règlements s'y appliquant, et non seulement de ceux relevant du MDDELCC. Ainsi, un projet devrait minimalement démontrer qu'il est constitué et réalisable légalement avant qu'il obtienne l'avis de recevabilité de son étude d'impact. Une évaluation accomplie sans cette vérification pourrait mener à l'analyse de projets ne disposant pas des fondements légaux nécessaires à leur réalisation. Déclencher des audiences publiques sans ces vérifications préalables pourrait mener non seulement à des dépenses inutiles de la part des parties privées et publiques concernées, mais également engendrer inutilement des impacts sociaux dans les communautés touchées, parfois aux prises avec des divisions intenses sur les projets proposés.

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis que les instigateurs de projets devraient minimalement démontrer leur conformité réglementaire et que ces projets devraient faire l'objet d'une vérification le plus en amont possible dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement afin que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques n'ait pas à évaluer davantage des projets non conformes à la réglementation.*

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis que lorsqu'un projet implique des ententes intervenues entre une ou des entreprises privées et un organisme public, le Secrétariat du Conseil du trésor devrait être consulté dans la démarche d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement afin qu'il en examine la conformité à la Loi sur les contrats des organismes publics et à ses règlements.*

19 Le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire ; le ministère de la Culture et des Communications ; le ministère de l'Économie, de l'Innovation et des Exportations ; le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles ; le ministère de la Santé et des Services sociaux ; le ministère des Transports du Québec (Direction régionale de la Mauricie et du Centre-du-Québec) ; le ministère de la Sécurité publique ; le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (faune) ; le Secrétariat aux affaires autochtones.

Chapitre 7 Les autres options d'approvisionnement à la pointe

La directive émise par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) précise l'étendue minimale de l'examen public d'un projet par une commission d'enquête, dont le travail est aussi balisé par les préoccupations du public et par la recherche de l'intérêt général.

Dans le cas du projet de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. (GMSE), le contexte énergétique aide à comprendre sa raison d'être. En effet, sans le besoin de 570 MW en périodes de pointe hivernales, le projet de GMSE n'aurait aucune justification puisque Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution), de l'avis même du promoteur, est son seul client. De plus, nous avons vu, au chapitre 5, que les besoins en puissance pour l'année 2016-2017 (tableau 5.3) pourraient se solder non pas par un déficit de puissance de 850 MW (tableau 5.2), mais par un surplus de 228 MW (tableau 5.3). Dans un tel contexte, la commission se propose, dans le présent chapitre, de faire un tour d'horizon des solutions de rechange à la portée de HQ Distribution dans le but d'éclairer la situation et d'entrevoir s'il existe d'autres moyens, potentiellement plus souples et moins coûteux, de répondre au même besoin dans une logique de développement durable. La commission n'a cependant eu ni le temps ni les moyens, dans les délais prescrits, de procéder aux analyses comparatives qui auraient permis de déterminer lesquelles de ces solutions auraient été les plus appropriées dans les circonstances. Ce chantier demeure ouvert.

La moitié des mémoires ont abordé les autres choix possibles pour satisfaire le besoin en puissance du Québec en période de pointes hivernales. Certains ont demandé à la commission de reprendre à son compte les conclusions de commissions antérieures du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), qui avaient proposé de remplacer des projets de production thermique d'énergie par une gestion plus serrée de la demande en puissance et par une intensification des efforts en efficacité énergétique (Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutain, DM11, p. 5 ; Comité de citoyens de Durham-Sud, DM20, p. 3 ; M^me^ Françoise Brunelle, DM24, p. 2 ; Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM29, p. 9 et 10).

D'autres intervenants, dans leurs analyses du contexte du projet, ont par ailleurs souligné qu'il aurait été notamment pertinent de mentionner et d'évaluer les conséquences de la conclusion d'une entente intervenue entre le Québec et l'Ontario en vue d'un échange de puissance à coût nul lors de leurs pointes de consommation respectives (M. Jacques Tétreault, DT5, p. 46 ; M. Jean-Pierre Finet, DT6, p. 31 et 32 ; M. Jean-Pierre Leduc, *ibid.*, p. 74 et 75).

Par ailleurs, l'annulation de l'autorisation accordée au contrat avec TransCanada Energy Ltd. (TCE) oblige, selon HQ Distribution, cette division à rechercher par d'autres moyens les

500 MW dont elle a besoin. Ce chapitre aborde les choix à la disposition d'Hydro-Québec, des choix qui, comme nous le verrons, ont déjà été abordés par d'autres commissions d'enquête du BAPE à l'occasion de projets de production thermique. Pour HQ Distribution, il est clair que si son projet n'est plus possible, elle devra envisager d'autres avenues :

> Les scénarios qui s'ouvrent à Hydro-Québec pour approvisionner les besoins en puissance, il n'y a pas cinquante-six mille (56 000) avenues. Il y a soit qu'on acquière des besoins additionnels via des appels d'offres ou un autre moyen, ça reste à voir, ou soit qu'on essaie de capter la puissance qui est déjà disponible à l'intérieur de la zone de réglage du Québec, avec des programmes de gestion et demande en puissance, comme on a évoqué lors de la rencontre du 13 juin.
> (M. Richard Lagrange, DT4, p. 7)

Au chapitre 5, nous avons abordé les moyens d'acquisition de puissance au moyen d'appels d'offres. Il existe effectivement, comme le souligne HQ Distribution, plusieurs autres moyens de réduire la demande en électricité, mais il est généralement plus facile de réduire la demande en énergie, exprimée en térawattheures (TWh), que la demande en puissance, exprimée en mégawatts (MW), puisque réduire la puissance exige des interventions ponctuelles sur les lieux de consommation. Ainsi, l'isolation d'une maison pourra en réduire la demande en énergie durant tout un hiver, mais il faudra une intervention à un moment précis pour réduire le chauffage en période de pointe hivernale et, ainsi, effacer un besoin équivalent de puissance.

7.1 La situation actuelle

Comme on le voit dans le tableau 5.1, en 2016, Hydro-Québec évalue ses besoins en énergie à 181,1 TWh, soit 11,6 de plus que les 178,9 TWh, qu'on désigne par le nom d'« électricité patrimoniale » et l'énergie qu'elle a obtenue par contrat. Le bloc d'énergie patrimoniale doit être livré par Hydro-Québec Production (HQ Production) à un coût fixe et relativement bas (2,88 ¢/kWh) à Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution) parce que cette électricité est produite avec des équipements que les Québécois ont payés ou paient encore en acquittant leurs factures d'électricité et grâce aussi aux garanties financières avancées par leur gouvernement pendant des décennies.

HQ Production doit aussi fournir à HQ Distribution une puissance maximale de 37 442 MW à titre patrimonial. Pour satisfaire les besoins supplémentaires de sa clientèle, HQ Distribution doit obtenir des nouveaux mégawatts par des appels d'offres sur le marché où, en principe, les propositions émanant de producteurs d'électricité sont sur le même pied que celles qui viseraient à réduire d'autant la consommation. Cependant, jusqu'ici, aucune proposition de réduction de la consommation n'a été déposée dans le cadre d'un appel d'offres pour des raisons que nous examinerons plus loin. C'est plutôt HQ Distribution qui décide de se donner un objectif de réduction de la demande dans un secteur particulier de la consommation – résidentielle, industrielle, commerciale ou institutionnelle – et de faire approuver son budget par la Régie de l'énergie en s'appuyant sur le coût évité entériné par

l'organisme régulateur. Pour déterminer ce coût évité, la Régie s'inspire des coûts d'acquisition de l'électricité sur le marché (DD2, p. 4).

Pour 2015-2016, HQ Distribution a évalué ses besoins en puissance à la pointe à 41 634 MW, y compris la réserve visant à assurer la fiabilité du réseau, soit 3 585 MW. Comme l'indique le tableau 5.2, on constate par ailleurs que de nouveaux moyens de production permettront à Hydro-Québec d'augmenter de près de 2 000 MW la puissance disponible en pointe entre 2015-2016 et 2022-2023. HQ Distribution pourrait aussi satisfaire ses besoins en puissance durant cette période par une gestion de la demande en électricité ou par l'adoption d'une politique d'efficacité énergétique.

Le tableau 5.2 nous indique aussi quelles sont les différentes sources de gains en puissance envisagées pour combler les besoins prévus d'ici 2023. On constate toutefois, à la lecture du tableau 7.1, qu'Hydro-Québec mise essentiellement sur des sources de puissance provenant d'équipements de production plutôt que de tirer davantage profit des techniques de gestion de la demande en puissance sur son réseau, grâce auxquelles elle obtiendrait 1 150 MW en 2023 contre1 350 MW aujourd'hui. Selon la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, il s'agit d'une tendance lourde à laquelle Hydro-Québec n'échappe pas (Lanoue, 2014 : en ligne).

Tableau 7.1 Sources anticipées de puissance entre 2015 et 2023

HQ PRODUCTION – base, cyclable et retours d'énergie	+400 MW
TransCanada Energy	+570 MW
Autres contrats de long terme	+620 MW
Gestion de la demande en puissance	-200 MW
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	+500 MW
Total	**1 890 MW**

Source : adapté de DQ4.1.1, p. 2.

De son côté, la Politique énergétique 2030 prévoit améliorer de 15 % l'efficacité énergétique globale au Québec, mais pas nécessairement du côté de l'électricité, et d'augmenter de 25 % la production totale d'énergie renouvelable et de 50 % celle produite à partir de la biomasse (DB1, p. 12). Par contre, la Politique ne détermine aucun objectif de réduction de la demande d'électricité en énergie ou en puissance pendant les périodes de pointe, mais elle prévoit l'étude de cette question (M. Philippe Doyon, DT1, p. 75).

Sans fixer d'objectif précis de réduction de la demande en puissance, la politique gouvernementale mentionne néanmoins quelques nouveaux moyens pour répondre aux besoins à la pointe hivernale, comme la possibilité de recourir au stockage d'électricité à grande puissance, à la gestion avancée de la demande et de faire appel aux véhicules électriques pour qu'ils puissent fournir de l'énergie au réseau.

De son côté, Hydro-Québec désire demeurer autonome dans ce domaine et veut conserver le droit de déterminer elle-même ses objectifs de gestion de la demande en énergie et en puissance. Dans son récent mémoire à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN), soumis dans le cadre des travaux sur le projet de loi 106, Hydro-Québec a demandé au législateur de confirmer que « HQ conserve le plein contrôle sur la définition et la mise en œuvre de ses interventions en efficacité énergétique et que l'approbation des budgets par la Régie dans le cadre des audiences prévues à cette fin soit maintenue. » (DB38, p. 4).

Dans sa décision du 7 mars 2016, la Régie de l'énergie note que le Plan global en efficacité énergétique (PGEE) d'Hydro-Québec a « permis de réaliser, entre les années 2003 et 2015, des économies d'énergie cumulées de 8,7 TWh, avec des dépenses [...] de 1,7 milliard. [HQ Distribution] a dépassé les objectifs fixés par le gouvernement du Québec de 8 TWh une année plus tôt que prévu ». La Régie précise par ailleurs que cette réduction de la demande en énergie a libéré un bloc non négligeable de puissance. Ainsi, elle note que, selon HQ Distribution, ces économies d'énergie auraient eu pour effet de réduire aussi les besoins en puissance de 1 200 MW (Régie de l'énergie, 2016 : en ligne).

Le porte-parole d'Hydro-Québec précise que la société d'État n'en est pas à ses premiers pas dans le domaine des mégawatts retirés du marché, ou économisés, qu'on appelle aussi des « négawatts » :

> En matière de négawatts – on parle en négawatts – Hydro-Québec est déjà très active dans notre bilan en puissance. On le présente d'ailleurs sur une rubrique – on a dix pour cent (10 %) de nos besoins de puissance – qui sont comblés par des mesures, soit d'efficacité énergétique, soit des options d'électricité interruptible auprès de nos grands clients industriels, soit via de la biénergie résidentielle ou soit via des programmes de gestion de demande en puissance. Donc, il y a déjà quatre mille mégawatts (4 000 MW) qu'on a captés au fil des années en investissant de façon importante. Juste en efficacité énergétique, on a mis un point sept milliard de dollars (1,7 G$) là-dessus. Par contre, tous ces moyens-là qu'on a réussi à capter au fil des années sont déjà intégrés dans notre bilan. Donc, il faut aller maintenant au-delà de ça. Et ces moyens-là qu'on va aller chercher, on veut par exemple aller chercher chez la clientèle résidentielle, par exemple, les gisements de mégawatts au niveau de la chauffe.
> (M. Richard Lagrange, DT1, p. 70-71)

7.1.1 L'entente avec l'Ontario

Le 21 novembre 2014, les gouvernements du Québec et de l'Ontario signaient une entente à l'occasion de la réunion conjointe de leur conseil des ministres qui prévoit « échanger la capacité de produire de l'électricité afin de rendre l'énergie plus abordable et fiable dans chaque province » (Gouvernement de l'Ontario, 2014 : en ligne). Le communiqué émis par le Québec résume ainsi l'entente sur l'échange d'électricité en période de pointe :

> L'Ontario et le Québec ont signé un protocole d'entente (PE) pour échanger la capacité de produire de l'électricité afin de rendre l'énergie plus abordable et plus fiable dans chaque province. L'échange de la capacité selon la saison, qui est la première entente du genre entre les deux provinces, tire sa raison d'être du fait que les demandes de pointe se produisent en hiver au Québec et en été en Ontario. À compter de la fin de 2015, l'Ontario rendra disponible une capacité de 500 mégawatts (MW) d'électricité au Québec pendant la saison hivernale et le Québec agira de la sorte en rendant disponibles 500 MW à l'Ontario au cours de ses périodes estivales de pointe. Cette entente n'entraînera aucun coût additionnel pour les abonnés des réseaux électriques de l'Ontario et du Québec. Cela aidera aussi l'Ontario à réduire ses coûts futurs en diminuant ainsi le besoin de construire de nouvelles centrales électriques après 2020 et elle aidera le Québec à rencontrer ses besoins saisonniers d'approvisionnement en électricité. (nos soulignés)
> (Premier ministre, 2014 : en ligne)

Au moment de signer cette entente, les deux provinces ont précisé qu'elles s'offraient cette marge de sécurité supplémentaire et, de surcroît, à coût nul puisqu'il s'agit d'un échange de puissance. Le décret 1000-2014 (2014, G.O 2, 4445), qui a donné force de loi à cette entente, précise explicitement que l'objectif des deux provinces consistait à assurer la « fiabilité des systèmes électriques de chaque province à moindre coût en tirant profit des pointes saisonnières de production et de consommation ».

Au Québec, la responsabilité d'assurer la fiabilité du réseau sur lequel repose l'approvisionnement des consommateurs échoit à HQ Distribution, ce qui l'oblige à rendre compte des mesures qu'elle prend à cet égard auprès de la Régie de l'énergie et du NPCC (DQ14.1, p. 3). Le décret 1000-2014 a cependant confié la mise en œuvre de l'entente entre les deux provinces à une filiale de HQ Production, Marketing d'énergie HQ inc. et à The Independant Electricity System Operator (IESO), une société de la Couronne du gouvernement ontarien, responsable du marché de l'électricité et de l'exploitation du réseau de transport dans cette province (IESO, 2016 : en ligne).

Le décret adopté par le Conseil des ministres du Québec le 19 novembre 2014 constitue une entente intergouvernementale canadienne au sens de l'article 3.6.2 de la *Loi sur le ministère du Conseil exécutif* (c. M-30), ce qui implique que de telles ententes doivent être entérinées par le gouvernement québécois et signées par son ministre responsable des Affaires intergouvernementales canadiennes et de la Francophonie canadienne. Le protocole que doivent signer Marketing d'énergie HQ et IESO « sera conforme aux principes établis dans le protocole d'entente », précise le décret 1000-2014 (2014, G.O. 2, 4445).

Dans la cause R-3925-2015, le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) a plaidé devant la Régie de l'énergie que l'entente sur cet échange d'électricité devrait figurer au bilan d'approvisionnement de HQ Distribution, ce qui aurait rendu moins pertinente son entente avec TCE, qui était alors soumise pour approbation. Dans sa décision, la Régie note « que l'absence d'un marché de puissance établi en Ontario et de garanties de livraison fait en sorte que le Distributeur n'inclut pas cette contribution à son bilan en puissance ». C'est sur la base de cet argument de HQ Distribution que l'organisme

réglementaire rejette la proposition d'inclure l'échange convenu entre le Québec et l'Ontario dans le bilan en puissance de HQ Distribution (Régie de l'énergie, 2015a : en ligne).

Pourtant, Hydro-Québec reconnaît la fiabilité de cette entente puisqu'elle l'inclut dans ses rapports au NPCC et au NERC (DB19, p. 3). L'hiver dernier, puisque la température a été plus clémente que d'habitude, Hydro-Québec n'a toutefois pas réclamé les 500 MW prévus à l'entente (DQ38.1, p. 2).

Par ailleurs, cette entente interprovinciale prévoit que les 500 MW seraient versés à Marketing d'énergie HQ. Si les 500 MW faisant l'objet d'un échange à coût nul entre les deux provinces devaient être éventuellement mis en vente, les clients d'HQ Distribution pourraient se retrouver obligés de payer ces mégawatts obtenus à coût nul puisqu'ils ne peuvent en principe être acquis que par un appel d'offres. Ce scénario serait contraire aux objectifs de l'entente Québec-Ontario.

Par contre, le législateur pourrait entériner partiellement la proposition d'Hydro-Québec faite dans le cadre de l'examen du projet de loi 106, mais pour lui permettre uniquement d'obtenir, en marge du système d'appel d'offres, de la puissance ou de l'énergie dans le cadre d'échanges à coût nul entre provinces.

- *La commission d'enquête constate que l'amendement proposé par Hydro-Québec au projet de loi 106,* Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives, *permettrait de créer une exception au mécanisme d'appel d'offres de la* Loi sur la Régie de l'énergie. Cette exception devrait se limiter aux échanges entre les provinces et leurs responsables de la production d'électricité, ce qui permettrait à *Hydro-Québec Distribution d'obtenir les 500 MW prévus à l'entente Québec-Ontario à coût nul.*

- *La commission d'enquête constate que les 500 MW confiés à Marketing d'énergie HQ inc. dans le cadre de l'entente d'échange de puissance entre le Québec et l'Ontario doivent ultimement profiter aux consommateurs, conformément à l'esprit de l'entente d'échange à coût nul entre les deux provinces.*

7.2 Le potentiel technico-économique (PTE)

Hydro-Québec travaille depuis des années à identifier le potentiel de récupération en puissance chez sa clientèle. Cette stratégie prend la forme d'une étude mise à jour régulièrement sur le potentiel technico-économique (PTE) de la gestion de la demande en puissance. Hydro-Québec la définit comme étant « la réduction de la demande associée à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité en puissance du Distributeur, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs » (DB8.1, p. 3). En 2012, au moment de produire le dernier bilan du PTE, le coût évité en puissance reconnu par la Régie de l'énergie

s'élevait à 40 $/kW-hiver. Le coût des mesures retenues se limitait généralement aux frais du matériel et de l'installation (DQ31.1, p. 3).

Mais ce coût évité est appelé à augmenter, élargissant ainsi le bassin potentiel de la gestion de la demande comme alternative à des solutions de production. Par exemple, le coût d'acquisition moyen des 500 derniers mégawatts sur le marché en 2015 était de 106 $/kW-an (DQ31.1, p. 7). Hydro-Québec vient par ailleurs de demander à la Régie de l'énergie de retenir désormais le montant de 108 $ comme coût évité légal (Hydro-Québec, 2016j : en ligne). En audience, le porte-parole d'Hydro-Québec a lui-même utilisé le coût évité de 106 $/kW-an pour comparer le coût du débranchement momentané à distance des chauffages résidentiels centraux au prix des 500 MW offerts par Hydro-Québec dans le dernier appel d'offres (M. Richard Lagrange, DT1, p. 71 et DT4, p. 10).

Dans son analyse du PTE de 2012, Hydro-Québec établit qu'il est possible de réduire de plusieurs milliers de mégawatts la demande en puissance autant dans le secteur résidentiel que dans les secteurs industriel, commercial et institutionnel. Selon cette étude, la grande industrie offre un potentiel d'énergie interruptible, qui varie de 1 240 à 1 460 MW. On y précise que HQ Distribution « exploite déjà la quasi-totalité de ce PTE » (DB8.1, p. 12). Quant au potentiel de gestion de la demande en puissance dans les secteurs commercial et institutionnel, il est encore plus substantiel. À des coûts unitaires inférieurs à 30 $/kW-hiver, ce qui constituait le coût évité officiel à ce moment, l'étude de 2012 de HQ Distribution évalue à plus de 6 500 MW le gain obtenu par la mise en place de mesures techniquement possibles parmi celles retenues (*ibid.*, p. 11).

HQ Distribution évaluait par ailleurs à 3 740 MW le potentiel des mesures de gestion de la demande en puissance qu'il retenait pour le secteur résidentiel au coût évité de l'époque, dont 1 600 MW à coût nul parce que de nature volontaire, et le reste, entre 14 et 37 $/kW-an (*ibid.*, p. 9).

En comparaison de ce potentiel, les interventions planifiées par HQ Distribution en gestion de la demande dans son bilan en puissance du Plan d'approvisionnement 2014-2023 se limiteront, pour les hivers 2016 à 2019, à cibler des réductions consécutives de la demande de pointe de 200, 200, 225 et 275 MW (tableau 5.2). HQ Distribution explique cette situation en invoquant six raisons, dont le fait que les coûts de gestion des programmes ne sont pas pris en compte dans son PTE et que certaines mesures se recoupent, ce qui empêche de les additionner (DQ31.1, p. 3).

- *La commission d'enquête constate que l'augmentation du coût évité des mesures admissibles en gestion de la demande, de 40 à plus de 100 $/kW-an, élargira sensiblement le potentiel technico-économique de récupération de la puissance.*

7.2.1 La réduction volontaire de la demande

Le recours à la réduction volontaire de la demande en électricité en pointe hivernale constitue un autre moyen peu exploité. Historiquement, de 2004 à 2014, les appels en faveur d'une baisse volontaire de la consommation ont rapporté entre 300 et 500 MW (Regroupement des organismes environnementaux en énergie, DM10, p. 11 et 12). Cependant, cette réduction n'est pas comptabilisée dans les moyens reconnus de gestion de la pointe, malgré sa constance et son importance, parce que cet approvisionnement n'est pas garanti. La Régie a déjà statué que HQ Distribution aurait néanmoins intérêt à bonifier sa stratégie de communication pour obtenir de meilleurs résultats (Régie de l'énergie, 2011 : en ligne).

Les compteurs intelligents

La Politique énergétique 2030 fait explicitement état du potentiel de gestion de la demande en puissance dans un réseau électrique dit « intelligent » en raison de l'installation des compteurs dits « de nouvelle génération » chez les clients d'Hydro-Québec. Cette politique précise que « dans un avenir rapproché, l'infrastructure de mesurage avancé d'Hydro-Québec rendra plus facile la gestion de la demande de pointe en puissance puisqu'elle permettra, sur une base volontaire, un contrôle à distance de certains équipements particulièrement énergivores, tels que les chauffe-eau » (DB1, p. 52).

Selon une analyse comparative du Centre Hélios sur le potentiel de contrôle à distance au moyen des nouveaux compteurs, « dans les neuf études les plus récentes, la moyenne des gains en termes de réduction de la demande en puissance était de 15,7 % » (Centre Hélios, 2014 : en ligne). Appliqué aux besoins de puissance en pointe hivernale au Québec, qui sont estimés, pour 2015-2016, à 41 634 MW, y compris la réserve, cela permettrait de récupérer 6 536,5 MW. Il est à noter que les programmes les plus efficaces dans ce domaine sont ceux qui offrent des crédits substantiels en fonction de l'importance des réductions réalisées (*ibid.*, p. 19 et 20). Il faut préciser ici que les compteurs intelligents devraient, pour rendre possibles de telles fonctionnalités, être équipés d'une carte plus avancée (*ibid.*, p. 14 à 16).

- *La commission d'enquête constate que l'importance du potentiel de la gestion de la demande en puissance au Québec est beaucoup plus élevé que les objectifs des plans et programmes destinés à exploiter ce bassin de puissance en pointe hivernale à un coût évité inférieur ou égal au prix d'acquisition d'une puissance équivalente sur le marché.*

7.3 Les autres sources d'approvisionnement

Le marché de court terme

Plusieurs intervenants ont soutenu que HQ Distribution pourrait recourir aux marchés voisins pour s'approvisionner en puissance lors des pointes hivernales (Regroupement des organismes environnementaux en énergie, DM10, p. 10 ; Comité des citoyens et citoyennes

pour la protection de l'environnement maskoutain, DM11, p. 4). À leur avis, HQ Distribution pourrait profiter du fait que la pointe de consommation se situe en été dans la plupart des territoires voisins du Québec en raison du recours massif à la climatisation.

Mais deux facteurs jouent contre l'importation d'électricité durant nos pics de consommation hivernale. D'une part, si Hydro-Québec compte sur douze interconnections avec l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York, pour une capacité totale de 3 830 MW, seules les deux interconnections New York–Dennison et New York–Châteauguay ont une capacité d'importations fermes pour assurer des approvisionnements de court terme en période de pointe. Ces deux interconnections offrent une capacité d'importation limitée à 1 100 MW (DQ31.1, p. 11 et 12). Par ailleurs, Hydro-Québec songe à raccorder son réseau à celui de la Nouvelle-Angleterre en passant par le New Hampshire au moyen d'une ligne à haute tension capable de transporter plus de 1 000 MW dans les deux sens, ce qui doublerait la capacité d'importation en hiver. Une telle réalisation améliorerait la capacité actuelle d'importation. Ce projet de ligne interconnexion Québec-New Hampshire fait actuellement l'objet d'un mandat d'enquête et d'analyse du BAPE.

Le prix constitue par contre une autre barrière aux importations hivernales. Si on prend pour référence le prix du MWh d'un projet comme celui de TCE, soit 65 $/MWh (tableau 5.5), ou de l'offre de puissance de 2015 de HQ Production, soit 56 $/MWh, on constate qu'ils sont inférieurs à ceux relevés sur les marchés de l'énergie de New York et de la Nouvelle-Angleterre 4 années sur 5, entre 2011 et 2015 (DQ4.1, p. 5). L'annexe 2 du même document, qui fait état des achats du distributeur durant les pointes hivernales des dernières années, indique elle aussi des prix moyens du MWh plus élevés en général (*ibid.*, annexe 2).

Cette solution est donc ponctuelle et de dernier recours, comme le fait valoir HQ Distribution. Par contre, sa disponibilité est réelle et ces achats occasionnels, même dispendieux, ne modifieraient pas sensiblement le prix global de l'électricité au Québec.

Le stockage à grande capacité

Le stockage à grande capacité d'électricité est présenté comme une filière très prometteuse dans la Politique énergétique 2030 (DB1, p. 52).

> L'objectif du stockage grande puissance est de rendre disponible plus d'énergie que le parc de production ou les lignes électriques peuvent en produire ou en acheminer à un moment précis. Un prototype de système de stockage de grande puissance fonctionnant comme une mégapile rechargeable est présentement à l'essai. Il pourrait suffire à approvisionner en électricité 23 maisons durant une journée entière.
> (*Ibid.*)

La nouvelle politique précise qu'Hydro-Québec et la corporation Sony travaillent ensemble au sein de la coentreprise Technologie Esstalion inc. à la mise au point d'un prototype de stockage de grande puissance (*ibid.*). Le prototype, constitué d'un conteneur de 16 m de

longueur, peut fournir potentiellement 1,2 MW. Son objectif est précisément de répondre à la demande en période de pointe (L'industrie électrique, 2016 : en ligne).

Selon une déclaration du président d'Hydro-Québec, M. Éric Martel, une telle batterie peut aussi alimenter une ville de 550 maisons pendant une heure (L'industrie électrique, 2016 : en ligne). La pile à grande puissance Esstalion pourrait réaliser entre 10 000 et 20 000 recharges, alors que la pile de son plus proche concurrent en réaliserait entre 3 000 et 5 000. Cette pile, qui se rechargerait en une heure et qui est susceptible d'entrer sur le marché dès l'an prochain, coûterait autour de 2 M$ et pourrait durer une dizaine d'années, voire une vingtaine, selon les derniers scénarios des chercheurs (*ibid.*).

- *Devant la rapidité des progrès dans le domaine des technologies de stockage à grande puissance, la commission d'enquête constate que, selon les partenaires de ce projet, plusieurs équipements seront disponibles sur le marché avant 2020, date prévue pour la mise en fonction du projet Gaz Métro Solutions Énergie, y compris la pile Esstalion mise au point par Hydro-Québec et Sony, ce qui peut modifier à court ou à moyen terme la manière de faire face aux pointes hivernales au Québec.*

Le suréquipement de centrales existantes

Le suréquipement de centrales existantes permet d'utiliser les réserves d'eau créées notamment par des pluies plus abondantes que prévu ou par le recours à l'énergie éolienne. Ces solutions permettent d'emmagasiner plus d'eau, laquelle peut ensuite être exploitée en puissance au moment voulu. Présentement, comme l'indique le tableau 5.1, HQ Distribution dispose de surplus récurrents, ce qui l'oblige à renoncer chaque année à une partie de l'électricité patrimoniale qui lui revient, de sorte que l'eau qui n'est pas turbinée pour ses besoins demeure dans les réservoirs de HQ Production, qui peut l'utiliser à ses fins :

> Hydro-Québec Distribution ne possède aucun outil de stockage d'électricité (tel qu'un réservoir hydroélectrique), de sorte qu'en cas de surplus de contrats d'approvisionnement, celle-ci n'a d'autre choix que de renoncer à son électricité excédentaire ou à l'acquérir pour la revendre elle-même sur les marchés externes en temps réel (ce qu'elle fait à l'occasion pour de faibles volumes).
> (Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques, DM22, p. 4)

Le suréquipement de centrales existantes consiste à ajouter de nouvelles turbines sur des réservoirs existants ou à remplacer des turbines existantes par de plus efficaces.

Aujourd'hui, la possibilité pour HQ Distribution d'exploiter ses propres turbines afin de transformer en puissance, au moment des grands froids, son énergie patrimoniale excédentaire, n'apparaît pas, de prime abord, comme une option évidente dans le cadre réglementaire basé sur la division fonctionnelle. Néanmoins, il s'agit, sur le plan technique, d'une avenue énergétique tout aussi valable qu'à l'époque de la turbine à gaz (TAG) de Bécancour (BAPE, 1991, rapport n° 44, p. 8) même si, précise Hydro-Québec, « Il n'y a pas eu de suréquipement (ajout de turbines dans nos centrales existantes), et ce, pour l'ensemble

du parc de centrales d'HQ, depuis 1995 » (DQ33.1, p. 1). C'est néanmoins l'un des moyens envisagés par HQ Production, inscrits dans son plus récent plan stratégique, dans lequel on lit qu'elle prévoit « des ajouts de puissance à certaines installations de production (environ 500 MW) à l'horizon 2025 » (DQ31.1, p. 10-11).

Selon son bilan en énergie, HQ Distribution dispose présentement et disposera jusqu'en 2023 d'importants surplus d'énergie. En 2023, HQ Distribution bénéficierait encore d'un surplus de 6,5 TWh. Nous avons vu précédemment que les prévisions de surplus d'électricité patrimoniale vont en augmentant depuis 2015 (tableau 5.1).

Dès lors, il pourrait être intéressant pour HQ Distribution, qui exploite déjà une centrale hydroélectrique sur la Basse-Côte-Nord, d'étudier la possibilité de stocker sous diverses formes l'électricité patrimoniale qui lui revient de droit et de l'utiliser en puissance.

Il existe au moins deux façons de permettre à HQ Distribution d'utiliser en puissance son énergie patrimoniale excédentaire. HQ Distribution pourrait ainsi stocker dans des piles à grande puissance d'importants blocs d'énergie patrimoniale excédentaire et les réutiliser en puissance au besoin ou se doter de turbines pour suréquiper, pourrait-on dire, des ouvrages hydroélectriques existants qu'elle exploiterait pour répondre à ses besoins en pointe hivernale, transformant, là aussi, en puissance l'énergie excédentaire que la loi lui concède. HQ Distribution opère déjà elle-même plusieurs équipements de production, soit 24 centrales thermiques au diésel dans des localités isolées et la centrale hydroélectrique Lac-Robertson, sur la Basse-Côte-Nord (DQ44.1, p. 2).

Les coûts d'acquisition actuels de la puissance garantie en période de pointe, qu'il s'agisse du projet TCE-GMSE, qui coûterait 532,9 M$ en 17 ans, ou celui des 500 MW acquis de HQ Production en 2015 (980 M$ en 20 ans), comme nous l'avons vu au chapitre 5, impliquent la mobilisation de sommes considérables qui constituent un coût d'opportunité important au regard d'autres options qui pourraient être étudiées.

- *La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec Distribution renonce annuellement à d'importants volumes d'énergie patrimoniale, qu'elle pourrait théoriquement transformer et utiliser en puissance lors des pics de consommation hivernale.*

7.4 Structurer la réduction de la demande

En 1991, le rapport du BAPE sur le projet de centrale à turbine à gaz (TAG) à Bécancour consacrait 29 pages de son analyse à « la satisfaction de la demande pointe » et aux moyens d'y arriver. Dans sa lettre de transmission du rapport de la commission d'enquête au ministre, le président du BAPE de l'époque, M. Bertrand Tétreault, écrivait :

> Je tiens à souligner, comme l'a d'ailleurs fait la commission, que la mise en vigueur d'une politique gouvernementale visant l'efficacité et l'économie d'énergie pourrait, de façon significative, réduire les besoins en puissance de pointe et, par le fait même, les impacts d'une centrale de pointe comme celle de Bécancour. Compte tenu de l'importance que pourrait avoir une politique visant l'efficacité et l'économie d'énergie pour la protection de l'environnement, j'estime, comme la commission, que la participation du public à la définition de cette politique est un élément majeur pouvant favoriser l'adhésion sociale essentielle à l'atteinte des objectifs recherchés.
> (BAPE, 1991, rapport nº 44)

De son côté, la commission d'enquête précisait que l'anticipation de la demande par Hydro-Québec « ne tient pas compte d'une éventuelle mise en application d'une politique québécoise visant l'efficacité et l'économie d'énergie ou en particulier d'une tarification différenciée dans le temps, qui pourrait avoir une influence significative sur la demande » (BAPE, 1991, rapport nº 44, p. 193).

Force est de constater que les bilans de besoins en puissance de HQ Distribution n'intègrent qu'une partie des réductions de la consommation d'électricité que la société d'État pourrait obtenir en procédant à une exploitation optimale du potentiel technico-économique (PTE) de son marché, y compris celui fort important que permettent les compteurs intelligents. En 1991, Hydro-Québec alléguait que la biénergie et la puissance interruptible étaient des marchés en voie de saturation. Son analyse du PTE de 2012 contredit cette conclusion, tout comme le rapport plus récent du Centre Hélios (Centre Hélios, 2014 : en ligne).

Dans un autre rapport portant cette fois sur le projet de centrale en cogénération de TransCanada Energy Ltd., publié en 2004, la commission du BAPE responsable de l'évaluation du projet consacrait 10 pages aux « solutions de remplacement » à la production d'électricité de source thermique, en plus de consacrer plusieurs pages à démontrer qu'il ne s'agissait pas de la solution la plus conforme à une logique de développement durable et à une politique de lutte aux changements climatiques. Elle constatait :

> [...] que l'efficacité énergétique n'est toujours pas reconnue comme une filière à part entière et que les entreprises d'efficacité énergétique n'ont pas été autorisées à soumissionner au même titre que les entreprises de production d'électricité au moment de l'appel d'offres qui a permis de sélectionner TransCanada Energy Ltd.
> (BAPE, 2004, rapport nº 188, p. 76)

Dans une étude récente, deux chercheurs de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie concluaient à la nécessité de revoir la gouvernance en matière d'efficacité énergétique :

> Plusieurs études démontrent qu'il existe au Québec un important potentiel technico-économique (PTÉ) de réduction de la consommation d'électricité, de gaz naturel et de produits pétroliers. Ce potentiel de réduction a été documenté dans tous les secteurs, et le PTÉ s'accroît au fur et à mesure que le coût de l'énergie augmente et que les technologies se perfectionnent. Pour réaliser ce potentiel, il faudra revoir la gouvernance de l'efficacité énergétique afin de s'assurer que les programmes d'efficacité énergétique, de développement économique et de réduction de GES soient arrimés entre eux pour mieux répondre aux besoins des entreprises et organisations.
> (Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2016 : en ligne)

Aujourd'hui, en raison de la modification apportée en 2006 à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, une entreprise pourrait proposer un bloc de 500 « négawatts », soit une soustraction de 500 MW du marché de la consommation, permanente ou temporaire, dans un appel d'offres de la Régie de l'énergie, similaire à celui remporté par HQ Production en 2015. L'amendement adopté en 2006 stipule que la procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats permet :

> d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement
> (LRÉ, art. 74.1, alinéa 2)

Cependant, malgré cette ouverture, aucun bloc de négawatts ni programme de réduction de la consommation dans un secteur donné n'a encore été proposé par une corporation, un organisme ou un groupe. La commission s'est interrogée sur de possibles raisons structurelles qui expliqueraient cet intérêt moindre pour la gestion de la demande depuis 1992. Elle en a identifié deux.

On voit mal, en cette matière, HQ Distribution, qui prépare elle-même les plans de gestion de la demande, rivaliser avec des concurrents dans son propre appel d'offres et avec des propositions qu'elle aurait elle-même soumises. Il s'agit là d'une contradiction structurelle qui empêche le principal responsable de la gestion de la demande de mettre des propositions de réduction de la consommation en concurrence avec des propositions de production accompagnées de prix précis. Certes, on pourrait imaginer que de grands utilisateurs industriels proposent une telle réduction de consommation, mais plusieurs disposent de marges de manœuvre restreintes et sont déjà sollicités à cette fin par HQ Distribution en vertu de ses programmes d'électricité interruptible. En dernier ressort, c'est HQ Distribution qui décide des objectifs de récupération de puissance qu'elle entend obtenir de l'une ou l'autre de ses clientèles résidentielle, industrielle, commerciale ou institutionnelle.

Par ailleurs, les lois classiques de l'offre et de la demande font en sorte qu'en période de surplus d'énergie, Hydro-Québec, considérée globalement, n'a pas intérêt à réduire la consommation d'électricité et les profits qu'elle génère. À l'inverse, s'il n'y a pas de surplus ou s'il y en a peu, il devient logique et rentable qu'elle récupère des ventes d'électricité qui rapportent moins au Québec que ce qu'on peut en obtenir possiblement sur les marchés voisins.

La récente demande tarifaire 2017-2018 d'HQ Distribution (R-3980-2016) corrobore ce fait par sa proposition de créer un « compte d'écart portant sur les revenus nets des achats » de ses consommateurs (Hydro-Québec, 2016j : en ligne). En principe, un tel compte permet d'atténuer les chocs tarifaires en faisant en sorte qu'on y ajoute parfois des sommes et qu'on en retire à d'autres moments. HQ Distribution y précise qu'elle pourra notamment récupérer par ce compte les sommes qu'elle perd lorsque des imprévus réduisent ses ventes et

malmènent sa « stabilité tarifaire » (Hydro-Québec, 2016k : en ligne). C'est le cas, par exemple, lorsque les consommateurs réduisent leur consommation de façon plus importante que prévu ou en raison du réchauffement du climat.

Ainsi, HQ Distribution déclare qu'elle serait davantage motivée à aller plus loin dans ce domaine : « Par ailleurs, la création de ce compte pourrait même constituer un incitatif aux interventions en efficacité énergétique, les impacts sur les ventes du Distributeur étant eux aussi neutralisés à la hausse comme à la baisse par l'existence du compte » (*ibid.*, p. 10).

En somme, si la loi met désormais les projets de production d'électricité ou de réduction de la demande en concurrence dans un même appel d'offres, les deux filières ne sont pas représentées ni appuyées par des entités administratives capables de rivaliser également. Dans ce contexte, la commission se demande s'il serait pertinent d'examiner la possibilité de former une division indépendante au sein de la société d'État ou un organisme extérieur qui aurait pour mandat de préparer des plans rentables de gestion de la demande, y compris en pointe hivernale, pour rivaliser de façon autonome avec les propositions de production d'électricité dans le cadre des appels d'offres de HQ Distribution.

- *La commission d'enquête constate que, depuis 2006, la* Loi sur la Régie de l'énergie *met sur un pied d'égalité les propositions de réduction de la demande et les propositions de production lors des appels d'offres de puissance d'Hydro-Québec Distribution. La commission constate cependant qu'aucune proposition de réduction de la puissance n'a été soumise dans un appel d'offres.*

- *La commission d'enquête constate qu'il n'existe aucune entité autonome spécialisée dans la gestion de la demande qui soit en mesure de préparer des plans et des programmes de réduction de la demande en puissance pour les mettre en concurrence avec des propositions de production d'électricité.*

Le tour d'horizon des solutions de rechange à ce projet de production thermique d'énergie et de puissance indique qu'elles sont nombreuses et, pour certaines, potentiellement moins dispendieuses. La Politique énergétique 2030 n'a pas fixé d'objectifs de réduction de la demande en puissance ou en énergie pour le secteur de l'électricité, laissant à un éventuel organisme responsable de la transition énergétique le soin d'en déterminer. C'est parce que ce processus est en pleine évolution que la commission ne recommande pas, comme l'avait fait la commission du BAPE de 1991 sur la centrale TAG de Bécancour, l'adoption d'une « politique gouvernementale visant l'efficacité et l'économie d'énergie ». Dans le contexte de la problématique que nous traitons, une telle politique correspondrait aujourd'hui à une politique de gestion, pour ne pas dire de réduction de la demande en puissance. Mais rien ne dit que, si de nouveaux objectifs de réduction de la demande en puissance devaient être imposés par un nouvel organisme à Hydro-Québec, ces derniers n'achopperaient pas ultérieurement sur la logique des rendements financiers ou sur des critères techniques à d'autres étapes réglementaires.

Le Québec se retrouve dans une situation paradoxale, comme nous l'avons constaté durant nos travaux. Il se retrouve en effet avec des surplus d'énergie, y compris d'énergie patrimoniale, mais aussi devant un déficit qui serait croissant du côté de la puissance. Et lorsque le Québec ajoute de nouveaux équipements pour augmenter la puissance disponible, il augmente généralement du même coup son surplus d'énergie. Au regard des coûts de nouveaux équipements de production, le Québec pourrait sans doute résoudre une partie de ce problème par une gestion plus serrée de sa demande en période de pointe. Mais il s'agit d'une question complexe, autant en ce qui a trait aux enjeux qu'en ce qui concerne la gouvernance, dont il faut mesurer l'ensemble des impacts écologiques, sociaux et économiques dans une véritable logique de développement durable. Hydro-Québec l'a souligné durant les audiences : l'analyse du potentiel technico-économique de la gestion, pour ne pas dire de la réduction de la puissance en période de pointe, est loin d'être complète, notamment parce que les coûts de gestion et la fiabilité des programmes éventuels n'ont pas encore été évalués, sauf ceux du matériel requis.

Mais la seule analyse de ces coûts n'est pas suffisante pour déterminer les meilleurs choix : certes, il faut tenir compte des coûts directs, mais il faut aussi considérer leurs impacts économiques et sociaux, notamment sur les familles et sur les personnes les plus défavorisées, sur les filières énergétiques et leur potentiel à long terme, sur les utilisateurs industriels et commerciaux, petits et grands, ainsi que sur le rendement et sur les investissements d'Hydro-Québec dans de nouveaux équipements. Il faudrait donc, pour optimiser les choix à faire dans ce domaine, revoir l'ensemble du dossier dans le cadre d'une étude plus globale, qui permettrait de définir des objectifs réalistes de réduction de la demande en puissance ainsi qu'un encadrement légal et administratif efficace qui placerait les filières de la production et de la gestion de la demande sur un pied d'égalité réel, et non théorique. C'est là un chantier fait sur mesure pour une évaluation environnementale stratégique sur la gestion de la demande en puissance dans le secteur de l'électricité qui déboucherait sur une audience publique afin que la population soit associée non seulement à la réflexion sur ces enjeux, mais aussi à toute démarche ultérieure qui exigerait qu'elle se mobilise.

- ***Avis*** *– La commission d'enquête estime qu'il serait nécessaire d'analyser en profondeur toute la question de la demande en puissance dans le cadre d'une évaluation environnementale stratégique, encadrée par une directive du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et se terminant par une audience publique, pour permettre à la population de participer à l'élaboration de ce qui deviendrait le cadre d'action des institutions québécoises dans ce domaine.*

Conclusion

La commission d'enquête a tenu pour acquis qu'Hydro-Québec avait besoin d'un nouveau bloc de puissance de 500 MW en période de pointe, comme l'a confirmé la Régie de l'énergie. De plus, elle prend acte de la décision de la Régie d'annuler son autorisation du contrat intervenu entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd. (TCE) parce qu'il n'était pas le résultat d'un appel d'offres, alors que la loi l'exige pour tout bloc d'électricité post-patrimoniale.

La commission d'enquête du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), dont le mandat porte notamment sur la raison d'être d'un projet de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié afin de produire 570 MW entre 100 et 300 heures par année en pointe hivernale, constate que le projet aurait effectivement fourni de l'électricité à un prix plus intéressant à Hydro-Québec Distribution que celui obtenu par Hydro-Québec Production lors d'un appel d'offres en 2015.

De plus, l'analyse des impacts du projet d'entreposage et de vaporisation de GNL de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. (GMSE) permet de conclure que le milieu écologique de la région de Bécancour ne serait pas affecté ou qu'il le serait peu, et que les périmètres de sécurité, tels qu'on peut les modéliser, respectent les normes ou les critères en vigueur. Il y aurait cependant des impacts attribuables au transport et un ajout de gaz à effet de serre lié à la production thermique. Enfin, le type de réservoir de GNL est réputé sécuritaire. Sa conception tout comme sa construction sont régies par des normes strictes.

Au cours de son examen du projet, la commission a aussi constaté que le promoteur, GMSE, avait signé avec Hydro-Québec un contrat sans avoir obtenu préalablement les autorisations de l'Autorité des marchés financiers et de Revenu Québec, lesquelles sont exigées des fournisseurs de services auprès des organismes de l'État. La commission estime qu'il serait délicat d'autoriser un projet fragilisé par cette situation et que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait vérifier la conformité aux lois auprès de tout ministère et organisme réglementaire avant de statuer sur la recevabilité d'une étude d'impact d'un projet.

La commission constate que l'option d'alimenter la centrale de TCE par le gazoduc de Gaz Métro, auquel elle est déjà reliée, pourrait être réalisée à un coût similaire à celui du projet de GMSE, soit autour de 30 M$ par année. Cependant, l'approvisionnement par gazoduc ne nécessite aucune nouvelle infrastructure et annule tous les impacts potentiels associés au projet de stockage et de vaporisation de GNL.

De plus, cette option pourrait être réalisée dans des délais similaires à ceux nécessaires au projet de GMSE. Elle impliquerait un engagement contractuel d'une durée équivalente, mais elle offrirait plus de flexibilité. En effet, si la puissance de la centrale n'était plus requise, la

réservation de transport du gaz pourrait être revendue, comme cela a été le cas avec l'arrêt de la centrale en mode de base, en 2009. Cependant, dans le scénario du projet de GMSE, le contrat pour les équipements de stockage continuerait de s'appliquer jusqu'en 2036 même si HQ Distribution devait constater qu'elle n'a plus besoin de cette puissance. Pour ces deux approches, le contrat de réservation de la centrale de TCE continuerait également de s'appliquer jusqu'en 2036. C'est pourquoi la commission estime que l'utilisation de la centrale de TCE à partir du gazoduc devrait recevoir la priorité, mais que d'autres options d'acquisition de puissance plus en accord avec les principes de développement durable devraient d'abord être examinées.

Par ailleurs, la commission d'enquête constate que la nécessité pour HQ Distribution de passer par un appel d'offres pour combler son besoin de 500 MW en puissance impose un délai supplémentaire indéterminé à l'échéancier mis de l'avant pour le projet de GMSE. Il en découle qu'Hydro-Québec Distribution a devant elle quelques années pour tenter de récupérer une partie de la puissance disponible dans l'important bassin de la consommation actuelle en pointe hivernale identifiée par ses services à des coûts inférieurs à ceux indiqués au plus récent appel d'offres.

De plus, la commission a relevé, dans les études d'Hydro-Québec, qu'il serait possible de réduire de façon importante la demande de puissance en périodes de pointe hivernales, notamment en exploitant le potentiel des compteurs dits « intelligents », comme le souligne la Politique énergétique 2030. L'entente d'échange de 500 MW de puissance à coût nul intervenue en 2014 entre l'Ontario et le Québec accorde à HQ Distribution une marge de manœuvre qui lui permet d'exploiter plus en profondeur ce potentiel.

Si la loi permet, depuis 2006, de mettre sur un même pied dans un appel d'offres une production de mégawatts et un projet fiable de réduction de la consommation, dans les faits, aucune proposition concurrente n'a encore été formulée. La commission constate qu'il existe, sur le plan économique, une contradiction structurelle permanente entre la volonté d'accroître les ventes et la réduction de la consommation d'électricité, surtout en période de surplus. Une deuxième contradiction structurelle réside aussi dans l'impossibilité, pour Hydro-Québec Distribution, d'introduire un de ses propres programmes de réduction de la demande en puissance dans un de ses appels d'offres. La commission estime, pour que l'efficacité énergétique et la production d'électricité puissent véritablement être placées en concurrence, que le gouvernement devrait examiner la possibilité de confier la gestion de la demande en puissance à une entité administrative autonome et dotée des moyens appropriés.

La commission a par ailleurs constaté qu'Hydro-Québec Distribution renonce chaque année à plusieurs térawattheures que la loi lui concède à faible coût à titre d'électricité patrimoniale. Cette énergie pourrait être stockée et réutilisée en puissance par cette division de diverses façons en pointes hivernales. Aux prix d'acquisition de la puissance en période de pointe dans des contrats de long terme – on parle ici de plusieurs centaines de millions de dollars

– cette solution qui mériterait un examen approfondi, pourrait se révéler avantageuse pour les clients d'Hydro-Québec en raison notamment de la longue vie utile de ces équipements.

La commission d'enquête estime en somme qu'Hydro-Québec Distribution dispose de plusieurs avenues, dont certaines plus avantageuses sur le plan du développement durable, que des acquisitions de puissance d'origine thermique pour combler ses besoins supplémentaires en pointes hivernales. Ces solutions, pour la plupart disponibles sur un horizon de quelques années, rendent particulièrement fragile la raison d'être d'une unité de stockage de GNL et de regazéification.

La complexité énergétique, juridique et administrative ainsi que l'envergure de ces enjeux dépassent les moyens d'une commission d'enquête dans le cadre qui est fixé à l'examen d'un projet. Par contre, le tour d'horizon des « solutions de rechange » possibles, comme le requiert la directive de l'étude d'impact, indique qu'un examen en profondeur s'impose pour répondre, au meilleur coût possible, à la demande croissante en puissance qu'anticipe Hydro-Québec, et ce, dans une logique de développement durable, avec la participation du public. C'est pourquoi la commission estime qu'il serait nécessaire d'analyser en profondeur toute la question de la demande en puissance dans le cadre d'une évaluation environnementale stratégique orientée par une directive du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et suivie d'une audience publique, pour permettre à l'ensemble de la population de participer à l'élaboration de l'encadrement des institutions québécoises dans ce domaine.

Fait à Québec,

Louis-Gilles Francoeur
Président de la commission d'enquête

Cynthia Philippe
Commissaire

Ont contribué à la rédaction du rapport :
Laurence Morin-Rivet, analyste
Jonathan Perreault, analyste

Avec la collaboration de :
Lynda Carrier, coordonnatrice du secrétariat de la commission
Karine Lavoie, conseillère en communication
Rachel Sebareme, agente de secrétariat

Annexe 1

Avis et constats

Les risques technologiques

3.2 Le transport du gaz naturel liquéfié

- La commission d'enquête constate que le trajet retenu par Gaz Métro Solutions Énergie pour la livraison du GNL emprunterait principalement des autoroutes et deux ponts importants, et que les citernes utilisées seraient à double paroi, tel que le requiert la réglementation.

- La commission d'enquête constate que le Plan d'intervention d'urgence de Gaz Métro Solutions Énergie est approuvé par Transports Canada.

- La commission d'enquête constate que très peu d'accidents de transport de GNL sont survenus à l'échelle mondiale et aucun dans le cas de Gaz Métro, S.E.C., qui a effectué plus de 4 000 transports depuis 2011.

3.3 Les risques associés aux infrastructures de stockage et de regazéification

3.3.1 Les matières dangereuses entreposées

- La commission d'enquête constate que les impacts potentiels d'incendies ou d'explosions aux installations projetées ne dépasseraient pas les limites de la propriété de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C.

3.3.2 Les risques externes

- La commission d'enquête constate que, selon Gaz Métro Solutions Énergie, peu de risques externes pourraient affecter les opérations de stockage et de vaporisation ou menacer l'intégrité du réservoir.

3.3.3 Les effets domino

- La commission d'enquête note que, selon Gaz Métro Solutions Énergie, des incendies ou des explosions sur le site du projet n'entraîneraient pas d'effets domino sur d'autres installations industrielles et que le site du projet ne devrait pas subir de tels effets attribuables aux installations industrielles voisines.

3.3.4 La sécurité des infrastructures

- La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C a sélectionné la technologie du réservoir à intégrité totale, qui apparaît comme étant la plus sécuritaire et qui n'a été à l'origine d'aucun accident à l'échelle mondiale, même si elle est la plus utilisée présentement.

- La commission d'enquête constate que plusieurs équipements de sécurité, automatiques et manuels, font partie de la conception du projet et qu'un système de protection contre les incendies avec réservoir d'eau et borne-fontaine serait installé sur place.

- La commission d'enquête constate que le site serait clôturé, surveillé en tout temps, que les accès seraient contrôlés et que Gaz Métro fait partie du groupe d'information sur les menaces terroristes du Service canadien du renseignement et de sécurité et de la Gendarmerie royale du Canada.

3.4 Les mesures d'urgence

- La commission d'enquête constate que les interventions des pompiers pour des incendies de GNL peuvent être réalisées avec des équipements standards.

- La commission d'enquête constate que le plan de mesures d'urgence final du promoteur n'était pas élaboré au moment des audiences, mais que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques l'exigera, que le Plan municipal de sécurité civile de la Ville de Bécancour sera mis à jour une fois le projet construit et qu'un plan de mesures du Service de sécurité incendie de la Ville de Bécancour, propre aux installations projetées, sera élaboré dès le début des travaux de construction.

Les impacts écologiques

4.1 Le biotope

4.1.3 La faune

- La commission d'enquête constate que, malgré la faible valeur écologique du milieu humide, Gaz Métro Solutions Énergie en compenserait la perte selon les exigences du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

- La commission d'enquête constate que, lors des travaux de préparation du site, Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. enlèverait la totalité de 1,6 ha de couvert végétal se trouvant au sud du terrain.

- La commission d'enquête constate qu'il y aura des impacts indirects sur la faune aquatique et que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. prévoit des mesures de prévention en matière de gestion des eaux de ruissellement qui devraient être validées par les spécialistes du secteur de la faune.

4.2 La qualité de l'air

- La commission d'enquête constate que les émissions atmosphériques des usines du PIPB, y compris Stolt LNGaz Inc., et le projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour ne dépasseraient pas les normes sur l'air ambiant du règlement sur l'assainissement de l'atmosphère, mais s'en approcheraient, dans le cas des $PM_{2,5}$.

- La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie déposera auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques un rapport annuel qui présentera les données d'émissions atmosphériques du programme de surveillance environnementale de la phase d'exploitation.

- **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le vaporisateur avec bain d'eau par chauffage indirect serait le plus indiqué, car elle émet moins d'émissions atmosphériques, ce qui permettrait de diminuer la concentration totale des particules fines de 2,5 microns qui s'approche du seuil normatif.

4.3 Les émissions de gaz à effet de serre (GES)

- La commission d'enquête constate que les émissions annuelles de gaz à effet de serre liées à l'exploitation du site de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification seraient approximativement de 1 350 t $CO_{2\ éq.}$

- La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie comptabilisera ses émissions de gaz à effet de serre et qu'elles seront compensées par Gaz Métro, S.E.C.

- **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le projet de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. en période de pointe hivernale ajouteraient une quantité négligeable de gaz à effet de serre au bilan annuel du Québec.

4.4 Les fuites de méthane

- La commission d'enquête constate que, malgré les ajustements successifs réalisés par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat sur le potentiel de réchauffement planétaire du méthane, la réglementation québécoise et le marché du carbone utilisent un facteur de 21, recommandé en 1997, les bilans nationaux d'émissions de gaz à effet de serre utilisent un facteur de 25, recommandé en 2007, alors que les plus récentes données, publiées en 2013, suggèrent un facteur de 28.

La justification du projet

5.2 Les décisions de la Régie et leurs implications pour le projet

5.2.1 La justification du projet de GMSE

- La commission d'enquête constate que la décision de la Régie de l'énergie qui permettait à Hydro-Québec d'utiliser la centrale de TransCanada Energy Ltd. pour répondre à ses besoins de puissance de pointes hivernales a été révoquée le 5 juillet 2016 avec pour conséquence d'obliger Hydro-Québec Distribution à obtenir cette puissance par appel d'offres ou par les autres moyens légaux prévus à la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

- La commission d'enquête constate qu'en raison d'une clause d'exclusivité au contrat actuellement en vigueur entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Ltd., cette dernière ne peut utiliser sa centrale de Bécancour pour participer à de nouveaux appels d'offres avec Hydro-Québec ou d'autres partenaires.

- La commission d'enquête constate l'absence de la justification légale du projet de Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. soit de répondre au besoin d'Hydro-Québec d'approvisionner la centrale de TransCanada Energy Ltd. pour la production de puissance en périodes de pointes hivernales, une conséquence de la décision de la Régie de l'énergie du 5 juillet 2016 déclarant irrecevable la demande d'approbation d'Hydro-Québec Distribution dans ce dossier.

- La commission d'enquête constate que, devant le refus de la Régie de l'énergie d'autoriser le projet d'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. en période de pointes hivernales, Hydro-Québec a demandé au législateur de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de permettre à Hydro-Québec Distribution de ne pas avoir à s'engager dans un processus d'appel d'offres si des options moins coûteuses lui sont disponibles.

5.3 Le GNL : un marché ouvert

- La commission d'enquête constate que le marché du gaz naturel liquéfié n'est actuellement pas réglementé par la Régie de l'énergie.

5.4 La réservation par gazoduc

5.4.1 Le prix du gaz naturel

- La commission d'enquête constate que l'approvisionnement garanti de la centrale de TransCanada Energy Ltd. par gazoduc pour une production d'électricité lors des pointes hivernales nécessiterait la réservation de transport et de distribution d'une quantité de gaz sur une base annuelle, même si ces dernières ne seraient requises qu'à un moment précis de l'année et pour une durée 100 à 300 heures. Hydro-Québec évalue à un peu plus de 30 M$ le montant d'une réservation du transport à long terme, selon la grille tarifaire de TransCanada Pipeline.

- La commission d'enquête constate qu'il y a une variation mensuelle des prix du gaz naturel. Toutefois, cette variation n'indique pas clairement une hausse marquée du prix pour les mois d'hiver au cours des dernières années (2010-2016). L'analyse démontre en effet que le prix du gaz naturel n'est pas toujours à son maximum durant ces périodes et que les prix affichés au cours des cinq dernières années présentent plutôt une tendance à la baisse.

5.5 Les besoins en électricité

5.5.1 Méthodes d'estimation et de projection des besoins

- La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec Distribution utilise actuellement de nouveaux modèles de prévisions de la demande d'énergie et de puissance, lesquels sont susceptibles d'améliorer la précision de ses prévisions.

- La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec Distribution réalisera un suivi de performance prévisionnelle pour son prochain plan d'approvisionnement prévu pour 2024, lequel affinera sa compréhension des écarts entre les besoins prévus et les ventes réalisées.

5.5.2 Les besoins en énergie

- La commission d'enquête constate que les besoins en énergie évalués par Hydro-Québec dans son Plan d'approvisionnement 2014-2023 sont en légère augmentation pour la période 2015-2023, mais que les récentes prévisions de la société d'État présentées dans sa dernière demande tarifaire font plutôt état d'une diminution des besoins pour les années 2016 et 2017.

♦ La commission d'enquête constate que, d'ici 2023, Hydro-Québec prévoit un surplus d'énergie chaque année et que, pour les années 2015, 2016 et 2017, ces surplus seront plus importants que prévu dans le plan d'approvisionnement 2014-2023.

5.5.3 Les besoins en puissance

♦ La commission d'enquête constate que les besoins de puissance évalués par Hydro-Québec dans son dernier plan d'approvisionnement sont en légère croissance pour la période 2015-2023. Cependant, les nouvelles prévisions d'Hydro-Québec Distribution pour l'année 2016-2017 indiquent que le Québec s'acheminerait vers un surplus de puissance de 228 MW plutôt que vers le déficit anticipé de 850 MW.

5.5.4 Critère de fiabilité et réserve

♦ La commission d'enquête constate que, pour respecter ses engagements envers la Régie de l'énergie et du Northeast Power Coordinating Council, Hydro-Québec Distribution doit planifier une réserve de puissance afin d'assurer la fiabilité de ses approvisionnements. Ses sources d'approvisionnement doivent donc être réputées « fiables » par ces organisations.

♦ La commission d'enquête constate que les règles relatives aux critères de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council ne permettent pas de prendre en considération la disponibilité historique du marché de puissance à court terme pour répondre aux besoins de pointe, mais que cette solution a été utilisée dans le passé. Selon Hydro-Québec Distribution, cette solution ne semble toutefois pas adéquate pour répondre aux besoins de puissance anticipés.

5.5.5. La projection des besoins : une difficile équation

♦ La commission d'enquête constate que le projet actuel découle de l'obligation pour Hydro-Québec Distribution de démontrer auprès des autorités réglementaires la fiabilité de ses approvisionnements, malgré l'incertitude des prévisions.

♦ La commission d'enquête constate que les besoins en puissance sont difficiles à prévoir avec exactitude à moyen et à long terme, notamment en raison du fait qu'ils dépendent de multiples variables climatiques, économiques, sociales et démographiques.

♦ La commission d'enquête constate que l'étude du consortium Ouranos précise que les changements climatiques auraient un effet à la baisse sur la demande en chauffage dans le secteur résidentiel, soit le secteur qui influence particulièrement la demande en puissance en pointe hivernale.

♦ **Avis** – La commission d'enquête estime qu'il est difficile de justifier de nouveaux contrats en puissance de long terme dans un contexte énergétique aussi aléatoire.

5.7 Les coûts du projet

5.7.2 La comparaison des coûts

- La commission d'enquête constate que le prix de la réservation de la puissance dans les ententes entre Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., TransCanada Energy Ltd. et Hydro-Québec Distribution est plus faible que le prix moyen établi lors de l'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution. Cependant, cette différence s'explique en partie par les compensations qu'elle verse à TransCanada Energy Ltd. pour maintenir la centrale inactive en production de base.

- La commission d'enquête constate que des coûts annuels fixes de 31,35 M$, de 2019 à 2036, soit un total de 532,9 M$ en 17 ans, sont prévus aux contrats qui lient Gaz Métro Solutions Énergie et TransCanada Energy Ltd. à Hydro-Québec Distribution. Ces frais s'appliqueraient même dans l'éventualité où Hydro-Québec Distribution n'aurait pas recours aux installations de stockage et de vaporisation.

- La commission d'enquête constate que l'option qui consiste à alimenter la centrale par le gazoduc existant aurait un coût de réservation de transport d'un ordre de grandeur similaire (30 M$ par an) à celui du projet de Gaz Métro Solutions Énergie (31 M$ par an). Dans les deux scénarios, Hydro-Québec Distribution confirme que les coûts d'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd seraient les mêmes.

- La commission d'enquête constate que les délais de mise en œuvre de chacune des deux options d'alimentation de la centrale, par gazoduc ou par le projet de Gaz Métro Solutions Énergie, sont sensiblement les mêmes.

- La commission d'enquête constate que la durée d'engagement contractuel pour chacune des deux options d'alimentation de la centrale, par gazoduc ou par le projet de Gaz Métro Solutions Énergie, est semblable. Par contre, dans l'éventualité où l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. ne serait plus requise, le potentiel de revente de la capacité de transport par gazoduc constitue une solution qui diminuerait les frais engagés par la société d'État, offrant ainsi plus de flexibilité que le contrat avec Gaz Métro Solutions Énergie.

- La commission constate que l'alimentation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. à partir du gazoduc et au moyen d'une réservation de transport à long terme évite tous les impacts associés au projet de Gaz Métro Solutions Énergie, en plus d'offrir plus de souplesse à la société d'État.

- **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'en raison de la similitude des coûts et des délais de chacune des options d'approvisionnement de la centrale de TransCanada Energy Ltd. par gazoduc ou au moyen de GNL, l'option qui exigerait le moins d'infrastructures, qui serait la plus flexible sur le plan contractuel et qui générerait le moins d'impacts négatifs devrait être privilégiée en vertu des principes de la *Loi sur le développement durable*.

5.8 Les retombées économiques

- La commission d'enquête constate que les principales retombées économiques du projet pour la région de Bécancour seraient constituées d'emplois, d'approvisionnements locaux et de revenus de taxation.

- La commission d'enquête constate qu'environ 100 travailleurs seraient requis pour la construction du projet et que 4 ou 5 emplois à temps plein et 4 ou 5 emplois temporaires, soit de décembre à mars, seraient créés par Gaz Métro Solutions Énergie, en plus des 4 à 6 nouveaux emplois à la centrale de TransCanada Energy Ltd.

- La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie et la Ville de Bécancour ont entamé des discussions au sujet des infrastructures qui relèvent du rôle d'évaluation. Gaz Métro Solutions Énergie désirerait en exclure le réservoir, alors qu'une opinion juridique de la Ville de Bécancour conclut qu'il devrait y être inclus.

Les conditions préalables à la réalisation du projet

6.1 Les obligations en matière de contrats avec des organismes publics

6.1.1 La *Loi sur les contrats des organismes publics*

- La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec est un organisme visé par l'article 7 et par le chapitre V.2 de la *Loi sur les contrats des organismes publics*, lequel l'oblige à faire affaire avec des entreprises privées détenant une autorisation préalable de l'Autorité des marchés financiers pour tout contrat de service ou de construction d'un montant égal ou supérieur à celui déterminé par le gouvernement.

- Pour un ensemble d'ententes ayant un objectif commun, la commission d'enquête constate qu'une entreprise privée qui contracte avec un organisme public doit être autorisée par l'Autorité des marchés financiers pour chacun des contrats de service ou de construction d'un montant égal ou supérieur à celui déterminé par le gouvernement.

- La commission d'enquête constate qu'aucun montant pour les contrats d'approvisionnement n'a été déterminé, de sorte que les parties privées aux contrats avec des organismes publics n'ont pas l'obligation d'être autorisées par l'Autorité des marchés financiers.

- La commission d'enquête constate que l'entente d'entreposage et de vaporisation conclue par Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et Hydro-Québec se définit elle-même comme une entente de service et qu'elle comporte une dépense supérieure au montant déterminé par le gouvernement.

- La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. n'avait pas encore obtenu d'autorisation de l'Autorité des marchés financiers afin de conclure des ententes avec des organismes publics lorsqu'elle a signé l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Hydro-Québec et que cette autorisation ne peut être octroyée rétroactivement.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. devait obtenir une autorisation préalable de l'Autorité des marchés financiers et que ce défaut met en péril la validité du contrat d'entreposage et de vaporisation conclu avec Hydro-Québec Distribution, le 20 août 2015.

6.1.2 Le Règlement sur les contrats d'approvisionnement

♦ La commission d'enquête constate que Gaz Métro Solutions Énergie n'avait pas obtenu d'attestation de Revenu Québec au moment de la signature de l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Hydro-Québec, alors qu'il s'agit d'une condition préalable, selon le *Règlement sur les contrats d'approvisionnement, de services et de travaux de construction des organismes visés à l'article 7 de la Loi sur les contrats des organismes publics*.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que Gaz Métro Solutions Énergie devait obtenir une attestation préalable de l'Agence du revenu et que ce défaut met en péril la validité du contrat d'entreposage et de vaporisation conclu avec Hydro-Québec Distribution, le 20 août 2015.

6.2 La modification du décret de TCE

♦ La commission d'enquête constate que TransCanada Energy Ltd. a demandé au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le 8 décembre 2015, une modification de son décret octroyé le 30 juin 2004 afin de pouvoir utiliser sa centrale de Bécancour de façon sporadique en période de pointes hivernales en mode simple et combiné plutôt que de façon continue en mode cogénération.

♦ La commission d'enquête constate que, par sa décision du 5 juillet 2016, la Régie de l'énergie n'a pas approuvé les ententes entre TransCanada Energy Ltd. et Hydro-Québec à l'origine de la demande de modification du décret de 2004 de TransCanada Energy Ltd.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le décret de 2004 de TransCanada Energy Ltd. ne devrait être modifié que si la Régie de l'énergie approuve un projet précis d'utilisation de la centrale en périodes de pointes hivernales ainsi que les ententes avec Hydro-Québec.

6.3 Les composantes préalables d'un projet

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les instigateurs de projets devraient minimalement démontrer leur conformité réglementaire et que ces projets devraient faire l'objet d'une vérification le plus en amont possible dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement afin que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques n'ait pas à évaluer davantage des projets non conformes à la réglementation.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que lorsqu'un projet implique des ententes intervenues entre une ou des entreprises privées et un organisme public, le Secrétariat du Conseil du trésor devrait être consulté dans la démarche d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement afin qu'il en examine la conformité à la *Loi sur les contrats des organismes publics* et à ses règlements.

Les autres options d'approvisionnement à la pointe

7.1 La situation actuelle

7.1.1 L'entente avec l'Ontario

- La commission d'enquête constate que l'amendement proposé par Hydro-Québec au projet de loi 106, Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives, permettrait de créer une exception au mécanisme d'appel d'offres de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Cette exception devrait se limiter aux échanges entre les provinces et leurs responsables de la production d'électricité, ce qui permettrait à Hydro-Québec Distribution d'obtenir les 500 MW prévus à l'entente Québec-Ontario à coût nul.

- La commission d'enquête constate que les 500 MW confiés à Marketing d'énergie HQ inc. dans le cadre de l'entente d'échange de puissance entre le Québec et l'Ontario doivent ultimement profiter aux consommateurs, conformément à l'esprit de l'entente d'échange à coût nul entre les deux provinces.

7.2 Le potentiel technico-économique (PTE)

- La commission d'enquête constate que l'augmentation du coût évité des mesures admissibles en gestion de la demande, de 40 à plus de 100 $/kW-an, élargira sensiblement le potentiel technico-économique de récupération de la puissance.

7.2.1 La réduction volontaire de la demande

- La commission d'enquête constate que l'importance du potentiel de la gestion de la demande en puissance au Québec est beaucoup plus élevé que les objectifs des plans et programmes destinés à exploiter ce bassin de puissance en pointe hivernale à un coût évité inférieur ou égal au prix d'acquisition d'une puissance équivalente sur le marché.

7.3 Les autres sources d'approvisionnement

- Devant la rapidité des progrès dans le domaine des technologies de stockage à grande puissance, la commission d'enquête constate que, selon les partenaires de ce projet, plusieurs équipements seront disponibles sur le marché avant 2020, date prévue pour la mise en fonction du projet Gaz Métro Solutions Énergie, y compris la pile Esstalion mise au point par Hydro-Québec et Sony, ce qui peut modifier à court ou à moyen terme la manière de faire face aux pointes hivernales au Québec.

- La commission d'enquête constate qu'Hydro-Québec Distribution renonce annuellement à d'importants volumes d'énergie patrimoniale, qu'elle pourrait théoriquement transformer et utiliser en puissance lors des pics de consommation hivernale.

7.4 Structurer la réduction de la demande

- La commission d'enquête constate que, depuis 2006, la *Loi sur la Régie de l'énergie* met sur un pied d'égalité les propositions de réduction de la demande et les propositions de production lors des appels d'offres de puissance d'Hydro-Québec Distribution. La commission constate cependant qu'aucune proposition de réduction de la puissance n'a été soumise dans un appel d'offres.

- La commission d'enquête constate qu'il n'existe aucune entité autonome spécialisée dans la gestion de la demande qui soit en mesure de préparer des plans et des programmes de réduction de la demande en puissance pour les mettre en concurrence avec des propositions de production d'électricité.

- **Avis** – La commission d'enquête estime qu'il serait nécessaire d'analyser en profondeur toute la question de la demande en puissance dans le cadre d'une évaluation environnementale stratégique, encadrée par une directive du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et se terminant par une audience publique, pour permettre à la population de participer à l'élaboration de ce qui deviendrait le cadre d'action des institutions québécoises dans ce domaine.

Annexe 2

Les seize principes du développement durable et leur définition

Les principes

Santé et qualité de vie : Les personnes, la protection de leur santé et l'amélioration de leur qualité de vie sont au centre des préoccupations relatives au développement durable. Les personnes ont droit à une vie saine et productive, en harmonie avec la nature ;

Équité et solidarité sociales : Les actions de développement doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que d'éthique et de solidarité sociales ;

Protection de l'environnement : Pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement ;

Efficacité économique : L'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement ;

Participation et engagement : La participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique ;

Accès au savoir : Les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective du public à la mise en œuvre du développement durable ;

Subsidiarité : Les pouvoirs et les responsabilités doivent être délégués au niveau approprié d'autorité. Une répartition adéquate des lieux de décision doit être recherchée, en ayant le souci de les rapprocher le plus possible des citoyens et des communautés concernés ;

Partenariat et coopération intergouvernementale : Les gouvernements doivent collaborer afin de rendre durable le développement sur les plans environnemental, social et économique. Les actions entreprises sur un territoire doivent prendre en considération leurs impacts à l'extérieur de celui-ci ;

Prévention : En présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source ;

Précaution : Lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement ;

Protection du patrimoine culturel : Le patrimoine culturel, constitué de biens, de lieux, de paysages, de traditions et de savoirs, reflète l'identité d'une société. Il transmet les valeurs de celle-ci de génération en génération et sa conservation favorise le caractère durable du développement. Il importe d'assurer son identification, sa protection et sa mise en valeur, en tenant compte des composantes de rareté et de fragilité qui le caractérisent ;

Préservation de la biodiversité : La diversité biologique rend des services inestimables et doit être conservée pour le bénéfice des générations actuelles et futures. Le maintien des espèces, des écosystèmes et des processus naturels qui entretiennent la vie est essentiel pour assurer la qualité de vie des citoyens ;

Respect de la capacité de support des écosystèmes : Les activités humaines doivent être respectueuses de la capacité de support des écosystèmes et en assurer la pérennité ;

Production et consommation responsables : Des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources ;

Pollueur payeur : Les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci ;

Internalisation des coûts : La valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, depuis leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale.

Annexe 3

Les renseignements relatifs au mandat

Les requérants de l'audience publique

M. Robert Beaulieu

M^me^ Françoise Brunelle et

M. Raymond Croteau

M. Jean-Pierre Leduc

M^me^ Ellen Nutbrown

M^me^ Nicole Racine

Coalition citoyenne gaz de schiste Beauce-Etchemin

M^me^ Germaine Roy, porte-parole

Comité citoyens sur les gaz de schiste de Victoriaville

M. Alain Guillon, porte-parole

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)

M^me^ Laurence Leduc-Primeau

Regroupement vigilance hydrocarbures Québec

M. Jean Falaise, porte-parole
M^me^ Françoise Brunelle
M. Joseph Guillemette
M. Alain Guillon

Comité de citoyens de Durham-Sud

M. Jean Falaise, porte-parole
M. Martin Couture
M. Martin Lemmens
M. Benoit Manseau
M. Marc St-Cyr
M^me^ Sylvie Trahan-Seyer

Regroupement vigilance hydrocarbures Québec

M^me^ Carole Dupuis, porte-parole

Comité vigilance hydrocarbures de Trois-Rivières

M. Marc Brullemans, porte-parole

Le mandat

Le mandat confié au BAPE en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (RLRQ, c. Q-2) consistait à tenir une audience publique et à faire rapport au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques de ses constatations et de son analyse.

Le mandat a débuté le 13 juin 2016.

La commission d'enquête et son équipe

La commission

M. Louis-Gilles Francœur, président
M[me] Cynthia Philippe, commissaire

Son équipe

Lynda Carrier, coordonnatrice du secrétariat de la commission
Karine Lavoie, conseillère en communication
Laurence Morin-Rivet, analyste
Jonathan Perreault, analyste
Rachel Sebareme, agente de secrétariat

Avec la collaboration de :

Karine Fortier, responsable de l'infographie
Virginie Begue, chargée de l'édition

L'audience publique

Les rencontres préparatoires

1[er] juin 2016 — Rencontres préparatoires tenues à Bécancour avec le promoteur et les requérants

2 juin 2016 — Rencontres préparatoires tenues à Québec et en lien téléphonique avec les personnes-ressources

1[re] partie

Les 13 et 14 juin 2016
Centre culturel Larochelle
Bécancour

2[e] partie

Le 13 juillet 2016
Église multifonctionnelle
Bécancour

Séance spéciale

Le 12 juillet 2016
Église multifonctionnelle
Bécancour

Le promoteur

Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C.	M. David St-Pierre, porte-parole M. Philippe Batani M. Éric Clément M^me^ Noémie Prégent-Charlebois
SNC-Lavalin	M. Robert Auger

Les personnes-ressources

M. Renault Lortie, porte-parole	Gaz Métro
M. Richard Lagrange, porte-parole M. Hani Zayat	Hydro-Québec
M. Richard Sirois, porte-parole M. Philippe Doyon	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
M. Bernard Létourneau, porte-parole	Ministère de la Sécurité publique
M^me^ Marie-Ève Turner, porte-parole	Ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports
M. Martin Tremblay, porte-parole M. Michel Duquette M^me^ Mélissa Gagnon	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
M. Maxime Veillette, porte-parole	Société du parc industriel et portuaire de Bécancour
M. Steeve LaFontaine, porte-parole	TransCanada Énergie
M. Jean-Marc Girouard, porte-parole M. Luc Desmarais	Ville de Bécancour

Ont collaboré par écrit :

Agence du revenu du Québec
Autorité des marchés financiers
Conseil du trésor
Entreprise IFFCO Canada Ltée
Régie de l'énergie
Stolt LNGaz

Les participants

		Mémoires
M. Robert Beaulieu		DM25
M. Marc Brullemans		DM18
M[me] Françoise Brunelle		DM24
M[me] Monique Fontaine		DM19
M. Jean-Pierre Leduc		DM21
M[me] Pascale Lemire et M. Paul-Émile Tourigny		DM28
M. Gérard Montpetit		DM14
M[me] Nicole Racine		DM6
M. Éric Trottier		DM3
M. François Veilleux		DM7
Association des firmes de génie-conseil – Québec	M. André Rainville, porte-parole	DM26
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et stratégies énergétiques (S.E.)	M. André Belisle, porte-parole M[e] Dominique Neuman	DM22
Association unie des compagnons et apprentis de l'industrie de la plomberie et de la tuyauterie des États-Unis et du Canada – local 144	M. Sylvain Morissette, porte-parole	DM13
Chambre de commerce et d'industrie du Cœur-du-Québec	M[me] Chantal Lafond, porte-parole	DM23
Comité citoyens sur les gaz de schiste de Victoriaville	M. Alain Guillon, porte-parole	DM8
Comité de citoyens de Durham-Sud	M. Jean Falaise, porte-parole	DM20
Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutain	M. Gérard Montpetit, porte-parole M. Guy Rochefort	DM11
Comité des Entreprises et Organismes du Parc industriel et portuaire de Bécancour (CEOP)	M. Pierre Ducharme, porte-parole	DM27
Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ)	M. Stéphane Forget, porte-parole M. David Laureti	DM16
Groupe MACO inc.	M. Mathieu Gagnon, porte-parole	DM17

Groupé Mauricie+Rive-Sud	M. Alexandre Olive, porte-parole	DM1
Innovation et Développement économique Trois-Rivières	M. Mario De Tilly, porte-parole	DM4
Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec	M. Pierre Boucher, porte-parole M. Donald Michaud	DM5
Municipalité régionale de comté (MRC) de Bécancour, Ville de Bécancour, Centre local de développement (CLD) et Grand Conseil de la Nation Waban-Aki inc.	M. Mario Lyonnais, porte-parole M[me] Suzie O'Bomsawin M. Raymond St-Onge	DM12
Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)	M. Jean-Pierre Finet, porte-parole	DM10
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement	M. Philippe Bourke, porte-parole	DM29
Regroupement région centre du Regroupement vigilance hydrocarbures du Québec (RVHQ)	M. Jean Falaise, porte-parole	DM9
Regroupement vigilance hydrocarbures Québec – RVHQ	M[me] Carole Dupuis, porte-parole M. Jacques Tétreault	DM15
Regroupement vigilance hydrocarbures Québec – RVHQ	M. Louis Casavant, porte-parole	DM2

Au total, 29 mémoires ont été déposés à la commission d'enquête, dont 20 ont été présentés en séance publique, ainsi qu'une opinion verbale. Quant aux mémoires non présentés, la commission a pris des dispositions afin de confirmer le lien entre ces mémoires et leurs auteurs.

Annexe 4

La documentation déposée

Les centres de consultation

Bibliothèque de Bécancour
Bécancour

Université du Québec à Montréal
Montréal

Bureau du BAPE
Québec

La documentation déposée dans le contexte du projet à l'étude

Procédure

PR1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Avis de projet*, juin 2015, 11 pages.

PR2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Directive du ministre indiquant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact sur l'environnement, juin 2015, 27 pages.

PR3 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Documentation relative à l'étude d'impact déposée au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

PR3.1 *Étude d'impact sur l'environnement*, rapport principal, septembre 2015, pagination diverse.

PR3.1.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE. *Projet de stockage et de regazéification de GNL Bécancour – Inventaire archéologique*, mai 2016, 23 pages.

PR3.2 *Annexes – Rapport final*, septembre 2015, pagination diverse.

PR3.3 *Résumé*, février 2016, 48 pages.

PR4 Ne s'applique pas.

PR5 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Questions et commentaires au promoteur – 1re série, 21 décembre 2015, 20 pages.

PR5.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Réponses aux questions et commentaires du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques – 1re série, décembre 2015, 45 pages et annexe.

PR5.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Questions et commentaires au promoteur – 2e série, 17 février 2016, 3 pages.

PR5.2.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C Réponses aux questions et commentaires du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 2e série, février 2016, 4 pages et figure.

PR6 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Recueil des avis issus de la consultation auprès des ministères et organismes*, du 9 juin 2014 au 9 janvier 2015, pagination diverse.

PR7 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Avis sur la recevabilité de l'étude d'impact*, 19 février 2016, 3 pages.

PR8 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Liste des lots touchés*, 16 mars 2016, 1 page.

Correspondance

CR1 MINISTRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Lettre mandatant le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de tenir une période d'information et de consultation du dossier par le public à compter du 22 mars 2016, 8 mars 2016, 1 page.

CR2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Lettre de nomination des membres de la commission, 24 mai 2016, 2 pages.

CR3 Requêtes d'audience publique transmises au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, mai 2016, 22 pages.

CR5 MINISTRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Lettre mandatant le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de tenir une audience publique à compter du 13 juin 2016, 19 mai 2016, 1 page.

Communication

CM1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Liste des centres de consultation, 1 page.

CM2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Communiqué de presse annonçant le début de la période d'information et de consultation du dossier par le public, 10 février 2015, 2 pages.

CM3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Curriculum vitæ des commissaires,* 1 page.

CM5 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Communiqués de presse reliés à l'audience publique*.

CM5.1 Communiqué de presse annonçant la première partie de l'audience publique, 1er juin 2016, 2 pages.

CM5.2 Communiqué de presse annonçant la deuxième partie de l'audience publique, 21 juin 2016, 2 pages.

CM5.3 Communiqué de presse annonçant la tenue d'une séance spéciale le 12 juillet prochain, 7 juillet 2016, 1 page.

Avis

AV3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Compte rendu de la période d'information et de consultation du dossier par le public qui s'est terminée le 6 mai 2016*, 5 pages.

Par le promoteur

DA1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Lettre adressée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques sur la mise à jour de certaines informations relatives au projet de site de stockage et regazéification de gaz naturel liquéfié à Bécancour, 27 mai 2016, 2 pages.

DA2 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Entente d'entreposage et de vaporisation, 20 août 2015, 24 pages et annexes.

DA3 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Réponses aux questions formulées lors de la première partie d'audiences du BAPE,* 21 juin 2016, 3 pages.

DA3.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Norme CSA Z276-15 et zone d'impact*, 6 pages.

DA3.2 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Sécurité des installations*, 8 pages.

DA3.3 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Sécurité du transport de GNL*, 12 pages.

DA3.4 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Risques naturels et technologiques externes,* 7 pages.

DA4 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Réponse à la question posée lors de la séance spéciale du 12 juillet 2016*, 15 juillet 2016, 1 page.

DA5 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. *Rectifications sur des questions de sécurité abordées lors de la séance du 13 juillet 2016*, 21 juillet 2016, 2 pages.

Par les personnes-ressources

DB1 GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. *Politique énergétique 2030 – L'énergie des Québécois – Source de croissance*, 2016, 64 pages

DB2 SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. *Plan d'action de développement durable 2015-2020*, 2015, 24 pages.

DB3 SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. *Plan de gestion des plaines inondables du parc industriel et portuaire de Bécancour – Phase 1 : secteur situé en bordure du fleuve Saint-Laurent*, août 2013, 109 pages et annexes.
(Seule la version électronique est disponible.)

DB4 SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. *Plan de gestion d'urgence*, janvier 2008, 81 pages et annexes.
(Seule la version électronique est disponible.)

DB5 GROUPE QUALITAS INC. *Rapport final 00 – Caractérisation biologique du territoire,* avril 2016, 73 pages et annexes.
(Seule la version électronique est disponible.)

DB6 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions soulevées le 14 juin 2016 par la commission, 16 juin 2016, 3 pages.

DB7 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. Réponse à une question posée par la commission d'enquête lors de la première partie de l'audience publique, 16 juin 2016, 1 page.

DB8 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux engagements pris en audience concernant la prévision des besoins, 16 juin 2016, 1 page.

DB8.1 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance – Réseau intégré*, 1er novembre 2012, 13 pages et annexe.

DB8.2 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus pour l'année 2015*, 25 avril 2016, 18 pages.

DB8.3 OURANOS. *Évolution des conditions climatiques au Québec – Développement d'un scénario climatique utilisé à des fins de prévision de la demande d'électricité au Québec sur l'horizon 2030*, novembre 2007, 19 pages.

DB8.4 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Plan d'approvisionnement 2014-2023 – Méthodologie de prévision de la demande*, 16 juin 2014, 30 pages.

DB9 HYDRO-QUÉBEC. Réponse à la question posée par la commission d'enquête lors de la première partie d'audience publique concernant l'utilisation de la TAG de Bécancour, 17 juin 2016, 1 page.

DB10 SNC-LAVALIN INC. *Rapport final – Plan de gestion environnementale de la construction – Site de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié à Bécancour*, juin 2016, 30 pages et annexes.

DB11 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour – Question de la commission d'enquête*, 16 juin 2016, 1 page.

DB12 GAZ MÉTRO. Réponses de Gaz Métro aux engagements pris et aux questions soulevées durant les séances d'audiences du BAPE les 13 et 14 juin derniers, 20 juin 2016, 2 pages.

DB13 VILLE DE BÉCANCOUR. *Plan municipal de sécurité civile*, janvier 2015, pagination multiple.
(Seule la version électronique est disponible)

DB14 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour – Note d'information*, 14 juin 2016, 1 page.

DB15 SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. Réponses complémentaires aux questions soulevées en audience publique le 13 juin 2016 en soirée par un citoyen, 14 juin 2016, 4 pages.

DB16 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour – Note d'information*, 14 juin 2016, 2 pages.

DB17 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour – Note d'information*, 14 juin 2016, 1 page.

DB18 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Bilan synthèse de la stratégie du Québec 2006-2015*, 5 pages.

DB19 HYDRO QUÉBEC DISTRIBUTION. *NPCC 2015 Québec Balancing Authority Area – Interim Review of Resource Adequacy*, 1er décembre 2015, 6 pages.
(Seule la version électronique est disponible.)
www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2015%20Québec%20Interim%20Review.pdf

DB20 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour – Note d'information*, 15 juin 2016, 1 page.

DB21 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour – Note d'information*, 15 juin 2016, 2 pages.

DB22 VILLE DE BÉCANCOUR. Informations relatives à la taxation de l'immeuble construit par Gaz Métro, 22 juin 2016, 3 pages.

DB23 TRANSCANADA ENERGY LTD. et HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Contrat d'approvisionnement en électricité – Centrale de production d'électricité de Bécancour*, 10 juin 2003, 80 pages et annexes.

DB24 TRANSCANADA ENERGY LTD. *Appel d'offres A/O 2002-01 – Projet de cogénération de Bécancour – Contrat d'approvisionnement en électricité – Confidentialité des renseignements*, 8 mai 2003, 2 pages.

DB25 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Confidentialité des informations*, 20 juin 2003, 20 pages.

DB26 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Demande d'approbation du protocole d'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour et de l'entente finale entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy*, 2 novembre 2007, 19 pages.

DB27 TRANSCANADA ENERGY LTD. *Entente finale du 30 novembre 2007 visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour – Dossier de la Régie de l'énergie : R-3649-2007 – Confidentialité des renseignements*, 30 novembre 2007, 3 pages.

DB28 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente finale entre Hydro-Québec Distribution (HQD) et TransCanada Energy Ltd. (TCE)*, 30 novembre 2007, 17 pages.
(Version anglaise uniquement.)

DB29 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Demande d'approbation de l'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour, intervenue entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd.*, 30 juin 2009, 22 pages.

DB30 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente survenue entre TransCanada Energy Ltd. et Hydro-Québec Distribution*, 30 juin 2009, 22 pages.
(Version anglaise uniquement.)

DB31 RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE*, 4 février 2014, 6 pages.

DB32 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Amendment Agreement*, 4 février 2014, 7 pages.
(Version anglaise uniquement.)

DB33 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. de Bécancour en périodes de pointe*, 6 mai 2015, 13 pages.

DB34 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente finale entre TransCanada Energy Ltd. et Hydro-Québec*, 1er avril 2016, 60 pages et annexes.

DB35 HYDRO-QUÉBEC. *Suivi administratif de la décision D-2015-179 – Notre dossier : R050893,* 25 mai 2016, 2 pages.

DB36 VILLE DE BÉCANCOUR. Réponses aux questions posées lors du dépôt du mémoire conjoint DM12, 18 juillet 2016, 1 page.

DB36.1 VILLE DE BÉCANCOUR. *Règlement numéro 1451*, 1er février 2016, 5 pages et annexe.

DB36.2 GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. *C-47.1 – Loi sur les compétences municipales*, article 92.2, 14 juillet 2016, 1 page.

DB36.3 VILLE DE BÉCANCOUR. Réponse à une question de la commission lors de l'audience du 14 juin 2016, 22 juin 2016, 3 pages.

DB37 HYDRO-QUÉBEC. *Politique – Nos acquisitions de biens meubles et de services et les conditions des contrats*, 18 mars 2016, 3 pages.

Par les participants

DC1 U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Today in Energy – Hydraulically fractured wells provide two-thirds of U.S. natural gas production*, 5 mai 2016. Déposé par M. Marc Brullemans. (Seule la version électronique est disponible.)
www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26112

DC2 U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Today in Energy – Most natural gas production growth is expected to come from shale gas and tight oil plays*, 7 juin 2016. Déposé par M. Marc Brullemans. (Seule la version électronique est disponible.)
www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26552

DC3 ENVIRONMENTAL SCIENCE & TECHNOLOGY. *Influence of Methane Emissions and Vehicle Efficiency on the Climate Implications of Heavy-Duty Natural Gas Trucks*, 2015. Déposé par Mme Joyce Renaud. (Seule la version électronique est disponible.)
http://pubs.acs.org/doi/pdfplus/10.1021/acs.est.5b00412

DC4 MANUFACTURIERS DE LA MAURICIE ET DU CENTRE-DU-QUÉBEC (MMCQ). Réponse aux commissaires concernant la position du MMCQ sur l'émission de gaz à effet de serre occasionné par ce projet, 22 juillet 2016, 1 page.

Par la commission

DD1 RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Décision finale et sur les frais*, 5 juillet 2016, 54 pages.

DD2 RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018*, 28 juillet 2016.

DD3 HYDRO QUÉBEC DISTRIBUTION. *Modifications aux principes réglementaires*, 28 juillet 2016, 11 pages et annexe.

DD4 HYDRO QUÉBEC DISTRIBUTION. *État d'avancement 2015 du plan d'approvisionnement 2014-2023,* 30 octobre 2015, 65 pages

DD5 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Approvisionnements en électricité*, 28 juillet 2016, 18 pages.

DD6 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente globale cadre entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production*, 20 septembre 2013, 16 pages.

Les demandes d'information de la commission

DQ1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour, 7 juin 2016, 1 page.

DQ1.1 SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. Réponses aux questions du document DQ1, 7 juin 2016, courriel de transmission et 2 pages.

DQ2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à TransCanada Énergie, 7 juin 2016, 2 pages.

DQ2.1 TRANSCANADA ÉNERGIE. Réponses aux questions du document DQ2, 10 juin 2016, 2 pages.

DQ3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 7 juin 2016, 2 pages.

DQ3.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ3, 7 juin 2016, 2 pages.

DQ4 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec, 7 juin 2016, 3 pages.

DQ4.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses partielles aux questions du document DQ4, 9 pages.

DQ4.1.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ4, 6 juin 2016, 12 pages.

DQ4.1.2 HYDRO-QUÉBEC. Réponse à la question K du document DQ4, 1 page.

DQ5 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., 7 juin 2016, 2 pages.

DQ5.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Réponses aux questions du document DQ5, 8 juin 2016, 4 pages.

DQ6 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Gaz Métro, 7 juin 2016, 2 pages.

DQ6.1 GAZ MÉTRO. Réponses aux questions du document DQ6, 10 juin 2016, 6 pages.

DQ6.1.1 GAZ MÉTRO. *Prix quotidien du gaz naturel à AECO*, pagination diverse.

DQ6.1.2 GAZ MÉTRO. *Historique des prix du GNL*, 2 pages.

DQ6.1.3 GAZ MÉTRO. *Émissions de GES : Évolution depuis 1990*, 5 pages.

DQ6.1.4 GAZ MÉTRO. *Réseau de distribution de gaz naturel au Québec : plus de 10 000 km et 300 municipalités*, avril 2016, 1 carte.

DQ7 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à la Régie de l'énergie, 7 juin 2016, 2 pages.

DQ7.1 RÉGIE DE L'ÉNERGIE. Réponse à la question du document DQ7, 7 juin 2016, 1 page.

DQ8 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., 10 juin 2016, 2 pages.

DQ8.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Réponses aux questions du document DQ8, 14 juin 2016, 2 pages.

DQ9 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à TransCanada Énergie, 10 juin 2016, 1 page.

DQ9.1 TRANSCANADA ÉNERGIE. Réponse à la question du document DQ9, 14 juin 2016, 1 page.

DQ10 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour, 10 juin 2016, 1 page.

DQ10.1 SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. Réponse à la question du document DQ10, 13 juin 2016, 2 pages.

DQ11 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 10 juin 2016, 1 page.

DQ11.1 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. Réponse à la question du document DQ11, 2 pages.

DQ12 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Gaz Métro concernant les travaux d'augmentation de la capacité de pressurisation à Saint-Maurice, 21 juin 2016, 1 page.

DQ12.1 GAZ MÉTRO. Réponse à la question du document DQ12, 23 juin 2016, 1 page.

DQ13 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. concernant les camions livrant le GNL ainsi que les suivis prévus en lien avec le projet, 21 juin 2016, 2 pages.

DQ13.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Réponses aux questions du document DQ13, 23 juin 2016, 2 pages.

DQ14 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec concernant l'utilisation de la centrale TAG, 21 juin 2016, 2 pages.

DQ14.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ14, 21 juin 2016, 5 pages.

DQ15 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques concernant les suivis, 21 juin 2016, 1 page.

DQ15.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponse à la question du document DQ15, 22 juin 2016, 3 pages.

DQ16 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Stolt LNGaz concernant l'approvisionnement en GNL, 21 juin 2016, 2 pages.

DQ16.1 STOLT LNGAZ. Réponses aux questions du document DQ16, 22 juin 2016, 2 pages.

DQ17 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à TransCanada Énergie concernant l'alimentation en gaz naturel, 21 juin 2016, 2 pages.

DQ17.1 TRANSCANADA ÉNERGIE. Réponses aux questions du document DQ17, 23 juin 2016, 2 pages.

DQ18 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question au ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports concernant son intervention en cas d'urgence, 21 juin 2016, 1 page.

DQ18.1 MINISTÈRE DES TRANSPORTS, DE LA MOBILITÉ DURABLE ET DE L'ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS. Réponse à la question du document DQ18, 23 juin 2016, 2 pages et annexe.

DQ19 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à TransCanada Énergie, 28 juin 2016, 2 pages.

DQ19.1 TRANSCANADA ÉNERGIE. Réponses aux questions du document DQ19, 29 juin 2016, 2 pages.

DQ20 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec, 28 juin 2016, 4 pages.

DQ20.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses préliminaires aux questions du document DQ20, 30 juin 2016, 2 pages.

DQ20.2 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ20, 9 pages.
(voir DQ45.1 pour un complément de réponse à la question 8)

DQ21 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Gaz Métro, 28 juin 2016, 2 pages.

DQ21.1 GAZ MÉTRO. Réponses aux questions du document DQ21, 5 juillet 2016, 4 pages.

DQ22 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., 28 juin 2016, 2 pages.

DQ22.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Réponse à la question du document DQ22, 29 juin 2016, 1 page.

DQ23 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Stolt LNGaz, 28 juin 2016, 1 page.

DQ23.1 STOLT LNGAZ INC. Réponse à la question du document DQ23, 4 juillet 2016, 2 pages.

DQ24 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Entreprise IFFCO Canada Ltée, 28 juin 2016, 1 page.

DQ24.1 ENTREPRISE IFFCO CANADA LTÉE. Réponse à la question du document DQ24, 30 juin 2016, 1 page.

DQ25 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Demande de documents à Hydro-Québec, 14 juillet 2016, 1 page.

DQ25.1 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente finale entre Hydro-Québec et Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. – Entreposage et vaporisation*, 24 août 2016, 26 pages.

DQ25.2 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente finale entre Hydro-Québec et Gaz Métro GNL, S.E.C. – Approvisionnement en gaz naturel liquéfié*, 24 août 2016, 25 pages et annexe.

DQ25.3 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Entente finale entre Société en commandite Gaz Métro et Hydro-Québec – Achat de gaz naturel*, 24 août 2016, 3 pages et annexe

DQ26 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec, 14 juillet 2016, 2 pages.

DQ26.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ26, 19 juillet 2016, 3 pages.

DQ27 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Hydro-Québec, 14 juillet 2016, 1 page.

DQ28 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à l'Autorité des marchés financiers, 14 juillet 2016, 3 pages.

DQ28.1 AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS. Réponses aux questions du document DQ28, 15 juillet 2016, 3 pages.

DQ29 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 15 juillet 2016, 1 page.

DQ29.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponse à la question du document DQ29, 19 juillet 2016, 2 pages.

DQ30 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions au Secrétariat du Conseil du trésor, 19 juillet 2016, 3 pages.

DQ30.1 SECRÉTARIAT DU CONSEIL DU TRÉSOR. Réponses aux questions du document DQ30, 21 juillet 2016, 3 pages.

DQ31 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec, 25 juillet 2016, 5 pages.

DQ31.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ31, 27 juillet 2016, 13 pages.

DQ32 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Revenu Québec, 26 juillet 2016, 3 pages.

DQ32.1 REVENU QUÉBEC. Réponse préliminaire aux questions du document DQ32, 1er août 2016, 2 pages.

DQ32.2 SECRÉTARIAT DU CONSEIL DU TRÉSOR. Réponses complémentaires aux questions du document DQ32, 21 juillet 2016, 3 pages.

DQ33 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Demande de renseignements complémentaires à Hydro-Québec, 27 juillet 2016, 2 pages.

DQ33.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ33, 3 pages.

DQ34 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Demande d'information complémentaire au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 27 juillet 2016, 1 page.

DQ34.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponse à la demande d'information complémentaire du document DQ34, 27 juin 2016, 1 page.

DQ35 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., 27 juillet 2016, 2 pages.

DQ35.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE. Réponses aux questions du document DQ35, 1er août 2016, 2 pages.

DQ36 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., 1er août 2016, 1 page.

DQ36.1 GAZ MÉTRO SOLUTIONS ÉNERGIE, S.E.C. Réponse à la question du document DQ36, le 2 août 2016, 1 page.

DQ37 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Hydro-Québec, 1er août 2016, 1 page.

DQ37.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponse à la question du document DQ37, 3 août 2016, courriel de transmission et 1 page.

DQ38 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec, 3 août 2016, 1 page.

DQ38.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ38, 2 pages.

DQ39 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à Hydro-Québec, 11 août 2016, 1 page.

DQ39.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ39, 2 pages.

DQ40 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions au ministère du Développement durable, de l'Environnement et la Lutte contre les changements climatiques, 17 août 2016, 2 pages.

DQ40.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ40, 19 août 2016, 3 pages.

DQ41 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à TransCanada Énergie, 22 août 2016, 2 pages.

DQ41.1 TRANSCANADA ÉNERGIE. Réponses aux questions du document DQ41, 24 août 2016, 2 pages.

DQ42 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions à la Régie de l'énergie, 23 août 2016, 2 pages.

DQ42.1 RÉGIE DE L'ÉNERGIE. Réponse à la question du document DQ42, 26 août 2016, 2 pages.

DQ43 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions au ministère du Développement durable, de l'Environnement et la Lutte contre les changements climatiques, 24 août 2016, 2 pages.

DQ43.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ43, 25 août 2016, 3 pages.

DQ44 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Hydro-Québec, 26 août 2016, 1 page.

DQ44.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponses à la question du document DQ44, 2 pages.

DQ45 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Hydro-Québec, 16 septembre 2016, 2 pages.

DQ45.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponse à la question du document DQ45, 3 pages.

DQ46 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question à Hydro-Québec, 26 septembre 2016, 1 page.

DQ46.1 HYDRO-QUÉBEC. Réponse à la question du document DQ46, 2 pages

Les transcriptions

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour*

DT1 Séance tenue le 13 juin 2016 en soirée à Bécancour, 125 pages.

DT2 Séance tenue le 14 juin 2016 en après-midi à Bécancour, 114 pages.

DT2.1 Erratum à la ligne 5 de la page 1 du document DT2.

DT3 Séance tenue le 14 juin 2016 en soirée à Bécancour, 147 pages

DT3.1 Erratum à la ligne 5 de la page 1 du document DT3.

DT4 Séance tenue le 12 juillet 2016 en soirée à Bécancour, 77 pages.

DT5 Séance tenue le 13 juillet 2016 en après-midi à Bécancour, 118 pages.

Bibliographie

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT (1991). *Construction d'une centrale à turbines à gaz à Bécancour*, Rapport nº 44, 402 p.

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT (2004). *Projet de centrale de cogénération de Bécancour par TransCanada Energy Ltd.*, Rapport nº 188, 115 p.

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT (2015). *Projet de construction d'une installation de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour*, Rapport nº 315, 174 p.

GAZ MÉTRO (2015). *Fiche signalétique gaz naturel liquide* [en ligne (26 septembre 2016) : www.gazmetro.com/~/media/Fiche_signalétique_gnl_fr_.pdf?la=fr].

GAZIFÈRE (2016). *À propos de Gazifère* [en ligne (26 septembre 2016) : http://www.gazifere.com/fr/a-propos-de-gazifere/].

GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO (2014). *Conclusion d'ententes lors de la réunion conjointe Québec-Ontario des Conseils des ministres* [en ligne (26 septembre 2016) : https://news.ontario.ca/opo/fr/2014/11/conclusion-dententes-lors-de-la-reunion-conjointe-quebec-ontario-des-conseils-des-ministres.html].

GROUPE CSA (2015). *CAN/CSA-Z276-F15 – Gaz naturel liquéfié (GNL) : production, stockage et manutention* [en ligne (26 septembre 2016) : http://shop.csa.ca/fr/canada/petroleum-and-natural-gas-industry-systems/cancsa-z276-15/invt/27014702015].

HYDRO-QUÉBEC (2007). *Plan d'approvisionnement 2008-2017, Réseau intégré*, 60 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-1-HQD-01-01_3648_01nov07.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2011). *Mémoire de Marketing d'énergie HQ inc. déposé auprès de la Commission de l'énergie du Nouveau-Brunswick, 11 p.* [en ligne (26 septembre 2016) : www.gnb.ca/commission/pdf/commentairesmehq-commission%c3%89nergienb.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2013). *Plan d'approvisionnement 2014-2023, Réseau intégré*, 39 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-B-0005-Demande-Piece-2013_11_01.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2014). *Notre réseau de transport d'électricité* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html].

HYDRO-QUÉBEC (2015a). Décret concernant le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale, 7 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-B-0131-Demande-Piece-2015_12_07.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2015b). *État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 65 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2016a). *Besoin en puissance et en énergie au Québec*, 3 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/developpement-durable/energie-environnement/besoin-puissance-energie.html].

HYDRO-QUÉBEC (2016b). *Consommer judicieusement en période de pointe* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/residentiel/mieux-consommer/pourquoi/consommation-electrique-hiver.html].

HYDRO-QUÉBEC (2016 c). *Rapport annuel* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/publications/fr/documents-entreprise/rapport-annuel.html].

HYDRO-QUÉBEC (2016d). *1997-… – Une nouvelle dynamique de développement* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/histoire-electricite-au-quebec/chronologie/nouvelle-dynamique-developpement.html].

HYDRO-QUÉBEC (2016e). *Centrales thermiques* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/production/centrale-thermique.html].

HYDRO-QUÉBEC (2016f). *Achats d'électricité – Marché québécois* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/].

HYDRO-QUÉBEC (2016g). *Notre organisation* [en ligne (26 septembre 2016) : www.hydroquebec.com/equipement/fr/notre-organisation.html].

HYDRO-QUÉBEC (2016h). *Approvisionnements en électricité*, 18 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0024-Demande-Piece-2016_07_28.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2016i). *Prévision de la demande*, 39 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0018-Demande-Piece-2016_07_28.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2016j). *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018*, 8 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0002-Demande-Dem-2016_07_28.pdf].

HYDRO-QUÉBEC (2016k). *Modifications aux principes réglementaires* [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0016-Demande-Piece-2016_07_28.pdf].

INDEPENDANT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR (2016). *Au service des francophones de l'Ontario* [en ligne (26 septembre 2016) : www.ieso.ca/Pages/en-francais.aspx].

INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (2016). *Le Québec chiffres en main*, 74 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.stat.gouv.qc.ca/quebec-chiffre-main/pdf/qcm2016_fr.pdf].

LANOUE, Roger et Normand MOUSSEAU (2014). *Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, Maîtriser notre avenir énergétique pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*, 310 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.mern.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf].

LAROUSSE (2016) *Annuité* [en ligne (26 septembre 2016) : www.larousse.fr/dictionnaires/francais/annuit%C3%A9/3685].

L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE (2016). *Une batterie géante pour stocker de l'énergie en grande quantité* [en ligne (26 septembre 2016) : www.lindustrieelectrique.ca/energie/optimisation-de-systemes/1387-une-batterie-geante-pour-stocker-de-lenergie-en-grande-quantite].

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2012). *Les milieux humides et l'autorisation environnementale* [en ligne (26 septembre 2016) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/rives/milieux-humides-autorisations-env.pdf].

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2016). *Marché du carbone. Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE)* : [en ligne (26 septembre 2016) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm].

PREMIER MINISTRE (2014). *Conclusion d'ententes lors de la réunion conjointe Québec-Ontario des Conseils des ministres* [en ligne (26 septembre 2016) : www.premier-ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiques/2014/novembre/2014-11-21-annexe.asp].

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2011). *Décision finale. Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur* [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-A-0072-DEC-DEC-2011_10_27.pdf].

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014). *Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes*, 84 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/avis_a-2014-01.pdf].

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2015a). *Décision finale et sur les demandes de paiement de frais, Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd. (« TCE ») de Bécancour en période de pointe*, 61 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-A-0020-Dec-Dec-2015_10_29.pdf]

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2016). *Décision sur le fond Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017*, 270 p. [en ligne (26 septembre 2016) : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-A-0064-Dec-Dec-2016_03_08.pdf].

SECRÉTARIAT DU CONSEIL DU TRÉSOR (2009). *Lois et règlements sur les marchés publics* [en ligne (26 septembre 2016) : www.tresor.gouv.qc.ca/faire-affaire-avec-letat/cadre-normatif-de-la-gestion-contractuelle/lois-et-reglements-sur-les-marches-publics/].

TRANSPORTS CANADA (2009). *Spécifications des citernes routières* [en ligne (26 septembre 2016) : https://www.tc.gc.ca/fra/tmd/contenant-citerne-autoroutespec-402.html].

TRANSPORTS CANADA (2013). *Appendice E : Annexe 2 – Liste des marchandises dangereuses* [en ligne (26 septembre 2016) : www.tc.gc.ca/fra/tmd/publications-tp14877-1181.html].

TRANSPORTS CANADA (2016a). *Partie 7 : Plan d'intervention d'urgence* [en ligne (26 septembre 2016) : www.tc.gc.ca/fra/tmd/clair-partie7-374.htm#art71].

TRANSPORTS CANADA (2016b). *Guide des mesures d'urgence*, 386 p. [en ligne (26 septembre 2016) : www.tc.gc.ca/media/documents/tmd-fra/FrenchERGPDF.pdf].

WHITMORE, Johanne et Pierre-Olivier PINEAU (2016). *Portrait global de l'efficacité énergétique en entreprise au Québec*, [en ligne (4 octobre 2016) : http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2016/09/PGEEEQ2016.pdf].

Pages intérieures de l'impression d'origine sur du papier contenant 100 % de fibres postconsommation, certifié choix environnemental, procédé sans chlore et fabriqué au Québec à partir d'énergie biogaz